



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Ηλεκτρονικών Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Μαθηματικά μοντέλα πρόβλεψης τιμών ενέργειας σε
ετήσια βάση και αποτίμηση τιμών ενέργειας για
Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ

Βασίλειος Δ. Κρόκος

Επιβλέπων Καθηγητής:

Αντώνιος Παπαβασιλείου, Επ. Καθηγητής ΕΜΠ

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2025



Εθνικό Μετσόβιο Πολυτεχνείο
Σχολή Ηλεκτρολόγων Μηχανικών και Μηχανικών
Ηλεκτρονικών Υπολογιστών
Τομέας Ηλεκτρικής Ισχύος

Μαθηματικά μοντέλα πρόβλεψης τιμών ενέργειας σε
ετήσια βάση και αποτίμηση τιμών ενέργειας για
Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος

ΔΙΠΛΩΜΑΤΙΚΗ ΕΡΓΑΣΙΑ
Βασίλειος Δ. Κρόκος

Επιβλέπων Καθηγητής:

Αντώνιος Παπαβασιλείου, Επ. Καθηγητής ΕΜΠ

Εγκρίθηκε από την τριμελή εξεταστική επιτροπή στις 14 Οκτωβρίου 2025

Αντώνιος Παπαβασιλείου
Επ. Καθηγητής ΕΜΠ

Σταύρος Παπαθανασίου
Καθηγητής ΕΜΠ

Παύλος Γεωργιλάκης
Καθηγητής ΕΜΠ

.....

.....

.....

Αθήνα, Σεπτέμβριος 2025

Βασίλειος Κρόκος

Διπλωματούχος Ηλεκτρολόγος Μηχανικός και Μηχανικός Ηλεκτρονικών
Υπολογιστών

Copyright © – Βασίλειος Κρόκος, 2025.

Με επιφύλαξη παντός δικαιώματος. All rights reserved.

Απαγορεύεται η αντιγραφή, αποθήκευση και διανομή της παρούσας εργασίας, εξ ολοκλήρου ή τμήματος αυτής, για εμπορικό σκοπό. Επιτρέπεται η ανατύπωση, αποθήκευση και διανομή για σκοπό μη κερδοσκοπικό, εκπαιδευτικής ή ερευνητικής φύσης, υπό την προϋπόθεση να αναφέρεται η πηγή προέλευσης και να διατηρείται το παρόν μήνυμα. Ερωτήματα που αφορούν τη χρήση της εργασίας για κερδοσκοπικό σκοπό πρέπει να απευθύνονται προς τον συγγραφέα. Οι απόψεις και τα συμπεράσματα που περιέχονται σε αυτό το έγγραφο εκφράζουν τον συγγραφέα και δεν πρέπει να ερμηνευθεί ότι αντιπροσωπεύουν τις επίσημες θέσεις του Εθνικού Μετσόβιου Πολυτεχνείου.

Περίληψη

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί έναν από τους σημαντικότερους και πλέον στρατηγικούς τομείς της σύγχρονης οικονομίας, καθώς συνδέεται άμεσα με την οικονομική ανάπτυξη, την κοινωνική ευημερία και την επίτευξη περιβαλλοντικών στόχων. Τα τελευταία χρόνια, οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας υφίστανται έντονες μεταβολές, λόγω της ταχείας διείσδυσης των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, της απελευθέρωσης και της ενοποίησης των αγορών σε ευρωπαϊκό επίπεδο, καθώς και της αυξημένης ανάγκης για ενεργειακή ασφάλεια και ανθεκτικότητα απέναντι σε εξωγενείς κρίσεις. Η πολυπλοκότητα αυτών των αγορών απαιτεί πλέον την ανάπτυξη και χρήση σύνθετων εργαλείων πρόβλεψης και βελτιστοποίησης, προκειμένου οι συμμετέχοντες να μπορούν να λαμβάνουν τεκμηριωμένες αποφάσεις με βάση αξιόπιστα δεδομένα και μοντέλα.

Η παρούσα διπλωματική εργασία έχει ως αντικείμενο την ανάπτυξη ενός ολοκληρωμένου πλαισίου πρόβλεψης και βελτιστοποίησης για τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας και το ενεργειακό μείγμα, με χρονικό ορίζοντα ενός έτους. Το έργο περιλαμβάνει τρεις βασικούς άξονες:

- 1) την κατασκευή ενός μαθηματικού μοντέλου πρόβλεψης τιμών ενέργειας με τη χρήση της μεθόδου των Μελλοντικών Καμπυλών Τιμής (PFC), η οποία επιτρέπει τη δημιουργία καμπυλών μελλοντικών τιμών βασιζόμενων σε δεδομένα αγοράς και θεμελιώδη μεγέθη
- 2) την ανάπτυξη και βελτιστοποίηση ενός μοντέλου ενεργειακού μείγματος που ενσωματώνει συμβατική παραγωγή, ανανεώσιμες πηγές (αιολικά και ηλιακά) και διασυννοριακές ροές (εισαγωγές - εξαγωγές), και
- 3) την εκτίμηση της πραγματικής αξίας της ενέργειας που παράγεται από ΑΠΕ, με στόχο τη λήψη αποφάσεων για την οικονομική βιωσιμότητα επενδύσεων και συμβολαίων ισχύος.

Η ακριβής πρόβλεψη τιμών ενέργειας απαιτεί τη συνεκτίμηση πολλών παραμέτρων, όπως οι τιμές καυσίμων, το κόστος εκπομπών CO₂, οι τεχνικοί περιορισμοί των μονάδων παραγωγής, καθώς και οι κανόνες της αγοράς. Παράλληλα, τα μοντέλα βελτιστοποίησης χρησιμοποιούνται για να επιτύχουν την καλύτερη δυνατή κατανομή της παραγωγής από διάφορες πηγές, λαμβάνοντας υπόψη περιορισμούς όπως η διαθεσιμότητα των ΑΠΕ, τα όρια του συστήματος μεταφοράς και η ανάγκη για σταθερότητα του δικτύου. Η εργασία αξιοποιεί τεχνικές αριθμητικής βελτιστοποίησης (όπως γραμμικός και μεικτός αέρας προγραμματισμός), ώστε να παρέχει ένα εργαλείο το οποίο να είναι πρακτικά εφαρμόσιμο σε συνθήκες πραγματικής αγοράς.

Η ανάλυση της πραγματικής αξίας της ενέργειας από ΑΠΕ είναι επίσης κρίσιμη, καθώς αυτή η τιμή αντανakλά την οικονομική απόδοση των επενδύσεων σε ανανεώσιμες τεχνολογίες σε ένα περιβάλλον μεταβαλλόμενων τιμών και υψηλής μεταβλητότητας. Η παρούσα προσέγγιση μπορεί να υποστηρίξει στρατηγικές αποφάσεις για την αγορά ή πώληση ενεργειακών συμβολαίων, τη διαχείριση κινδύνων, καθώς και την αξιολόγηση της απόδοσης υφιστάμενων και μελλοντικών έργων.

Λέξεις Κλειδιά: Μαθηματικά μοντέλα, αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, καμπύλες τιμών, οικονομική βιωσιμότητα, μεικτός αέρας γραμμικός προγραμματισμός

Abstract

The electricity market is one of the most important and strategic sectors of the modern economy, as it is directly linked to economic growth, social welfare, and the achievement of environmental goals. In recent years, electricity markets have undergone significant transformations due to the rapid penetration of renewable energy sources, market liberalization and integration at the European level, as well as the increasing need for energy security and resilience against external crises. The complexity of these markets now requires the development and application of advanced forecasting and optimization tools, enabling market participants to make well-informed decisions based on reliable data and models.

This thesis focuses on the development of an integrated framework for the forecasting and optimization of electricity prices and the energy mix, with a time horizon of one year. The project is structured around three main pillars:

- 1) the construction of a mathematical price forecasting model using the Price Forward Curves (PFC) methodology, which allows the generation of forward price curves based on market data and fundamental factors,
- 2) the development and optimization of an energy mix model that incorporates conventional generation, renewable sources (wind and solar), and cross-border energy flows (imports and exports), and
- 3) the estimation of the capture value of energy produced from renewables, with the aim of supporting decision-making regarding the economic viability of investments and power purchase agreements.

The role of mathematical models in this context is fundamental. Accurate electricity price forecasting requires the consideration of multiple parameters, such as fuel prices, CO₂ emission costs, technical constraints of generation units, and market rules. At the same time, optimization models are used to achieve the best possible allocation of generation from various sources, considering constraints such as the availability of renewables, transmission system limits, and the need for grid stability. The thesis employs numerical optimization techniques (such as linear and mixed-integer programming) to provide a tool that is practically applicable in real market conditions.

The analysis of the capture value of renewable energy is also critical, as this price reflects the economic return on investments in renewable technologies within a volatile and dynamically priced environment. The proposed approach can support strategic decisions regarding the purchase or sale of power contracts, risk management, and the evaluation of the performance of existing and future projects. Overall, the thesis aims to contribute to a deeper understanding of electricity market dynamics and to offer practical solutions for improving the efficiency and economic sustainability of the energy system.

Key Words : Mathematical modelling, electricity markets, price curves, economic sustainability, mixed integer linear programming

Ευχαριστίες

Η ολοκλήρωση αυτής της διπλωματικής εργασίας αποτελεί για μένα ένα σημαντικό ορόσημο, όχι μόνο σε ακαδημαϊκό επίπεδο, αλλά και σε προσωπικό. Θα ήθελα, με ειλικρινή συγκίνηση και βαθιά ευγνωμοσύνη, να ευχαριστήσω όλους όσους συνέβαλαν, με τον δικό τους τρόπο, στην υλοποίηση αυτής της προσπάθειας.

Πρώτα απ' όλα, οφείλω να εκφράσω τις θερμότερες ευχαριστίες μου στον επιβλέποντα καθηγητή μου, κύριο Αντώνιο Παπαβασιλείου, για την πολύτιμη καθοδήγηση, την επιστημονική του υποστήριξη και την εμπιστοσύνη που μου έδειξε καθ' όλη τη διάρκεια της συνεργασίας μας. Η διαρκής του διαθεσιμότητα, η προσήλωση στη λεπτομέρεια και η ενθάρρυνσή του στις δύσκολες στιγμές υπήρξαν καθοριστικές για την εξέλιξη της εργασίας αυτής, αλλά και για τη δική μου προσωπική πρόοδο.

Ιδιαίτερη μνεία αξίζει και στον Δρ. Δημήτριο Χατζηγιάννη, του οποίου η συμβολή υπήρξε εξίσου σημαντική. Με την επιστημονική του κατάρτιση, την προθυμία του να απαντήσει σε κάθε απορία και τη συνεχή του υποστήριξη, αποτέλεσε πολύτιμο καθοδηγητή και σύμμαχο στην προσπάθειά μου.

Πέρα από το ακαδημαϊκό πλαίσιο, θα ήθελα να ευχαριστήσω από καρδιάς την οικογένειά μου, η οποία στάθηκε ακούραστα στο πλευρό μου. Η ηθική και συναισθηματική τους στήριξη, η υπομονή και η κατανόηση που έδειξαν, ιδιαίτερα στις στιγμές πίεσης και αμφιβολίας, ήταν για μένα κινητήριοι δυνάμεις. Χωρίς τη δική τους παρουσία και αγάπη, η διαδρομή αυτή θα ήταν πολύ πιο δύσκολη.

Τέλος, ένα μεγάλο ευχαριστώ στους φίλους μου, την αδελφή μου και την κοπέλα μου, που με στήριξαν με τον δικό τους μοναδικό τρόπο. Με εμπύχωσαν, με ενθάρρυναν και μου υπενθύμισαν την αξία της προσπάθειας, ακόμα και στις πιο απαιτητικές στιγμές.

Σε όλους εσάς, ένα ειλικρινές και θερμό "ευχαριστώ" για τη συμβολή σας σε αυτό το ταξίδι.

Περιεχόμενα

1. Εισαγωγή

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας

- 1.1 Εισαγωγή στις Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας
- 1.2 Δομή και Κατηγορίες Αγορών Ηλεκτρικής Ενέργειας
- 1.3 Η Χονδρεμπορική αγορά στην Ελλάδα
 - 1.3.1 Προθεσμιακή Αγορά (Forward Market)
 - 1.3.2 Αγορά Επόμενης Ημέρας (DAM)
 - 1.3.3 Ενδοημερήσια Αγορά (IDM)
 - 1.3.4 Αγορά Εξισορρόπησης ή Αγορά Πραγματικού Χρόνου
- 1.4 Λιανική Αγορά Ενέργειας
- 1.5 Ρόλος των Ρυθμιστικών Αρχών και Φορέων της Αγοράς
- 1.6 Οριακή Τιμή Συστήματος (OTS) – Τεχνική Προσέγγιση
- 1.7 Συμπεράσματα

2. Θεωρητικό Μέρος

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: Μαθηματική Μοντελοποίηση και Μεικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός

- 2.1 Μαθηματική Μοντελοποίηση Ενεργειακών Συστημάτων
- 2.2 Βασικές Αρχές Θεωρίας Βελτιστοποίησης
- 2.3 Γραμμικός Προγραμματισμός (Linear Programming – LP)
 - 2.3.1 Θεωρητική Ανάλυση
 - 2.3.2 Πλήρης Μαθηματική Διατύπωση
 - 2.3.3 Μέθοδοι Επίλυσης Γραμμικού Προγραμματισμού
- 2.4 Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός (ILP)
 - 2.4.1 Θεωρητική Ανάλυση
 - 2.4.2 Πλήρης Μαθηματική Διατύπωση
 - 2.4.3 Μέθοδοι Επίλυσης Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού
- 2.5 Μεικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός (MILP)
 - 2.5.1 Θεωρητική Ανάλυση
 - 2.5.2 Πλήρης Μαθηματική Διατύπωση
 - 2.5.3 Μέθοδοι Επίλυσης Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού
 - 2.5.4 Ο Ρόλος του Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού στην Μοντελοποίηση Αγορών Ενέργειας

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: Τεχνικές Πρόβλεψης Τιμών Ενέργειας – Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών

- 3.1 Η Έννοια της Πρόβλεψης και η Σημασία της στην Αγορά Ενέργειας
- 3.2 Τεχνικές Πρόβλεψης Τιμών Ενέργειας
- 3.3 Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών (PFC) – Εμβάθυνση και Μαθηματική Ανάλυση
 - 3.3.1 Μαθηματικό Πλαίσιο
 - 3.3.2 Ανάλυση της Διαδικασίας Κατασκευής Καμπυλών Προθεσμιακών Τιμών (PFC)
 - 3.3.3 Ανάλυση της χρησιμότητας των Καμπυλών Προθεσμιακών Τιμών

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Χρήση Μαθηματικών Μοντέλων Προγραμματισμού και Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού στην Μοντελοποίηση των Αγορών Ενέργειας

- 4.1 *Η Σημασία των Μαθηματικών Μοντέλων Προγραμματισμού στις Αγορές Ενέργειας*
- 4.2 *Ο ρόλος του Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού στην Ενεργειακή Μοντελοποίηση*
- 4.3 *Μέθοδοι Προβλημάτων Επίλυσης Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού*
 - 4.3.1 *Branch & Bound*
 - 4.3.2 *Branch & Cut*
 - 4.3.3 *Χαλάρωση Γραμμικού Προγραμματισμού (LP Relaxation) & Ευρετικοί Αλγόριθμοι (Heuristics)*
 - 4.3.4 *Επιλογή Εργαλείων και Επιλυτές*
- 4.4 *Τελευταίες Τάσεις στην Μοντελοποίηση Αγορών Ενέργειας*
 - 4.4.1 *Στοχαστική Βελτιστοποίηση*
 - 4.4.2 *Στιβαρή Ανάλυση*
 - 4.4.3 *Εισαγωγή Μηχανικής Μάθησης*

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος

- 5.1 *Τι είναι τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος (PPAs)*
- 5.2 *Πώς παράγονται τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος και τι αφορούν*
 - 5.2.1 *Ρυθμιστικό και Νομικό Πλαίσιο*
 - 5.2.2 *Τεχνική Δομή και Πηγές Ενέργειας*
 - 5.2.3 *Τεχνική Ανάλυση – Χρηματοδότηση*
- 5.3 *Είδη και Δομές Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος*
- 5.4 *Αναλυτική Τιμολόγηση των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος*
 - 5.4.1 *Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος Προκαθορισμένης Τιμής (Fixed Price PPAs)*
 - 5.4.2 *Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος Μεταβλητής Τιμής Market-Indexed ή Floating Price PPAs)*
 - 5.4.3 *Υβριδικές Δομές/ Προσομοιώσεις*
- 5.5 *Μαθηματική και Οικονομική Μοντελοποίηση των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος*
 - 5.5.1 *Στοχαστική τιμολόγηση*
 - 5.5.2 *Ανάλυση Παρούσας Αξίας και Τιμολόγηση με Monte Carlo*
 - 5.5.3 *Οικονομικά Μοντέλα*
- 5.6 *Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος*

3. Μαθηματικά Μοντέλα και Μεθοδολογία Κατασκευής Προσομοίωσης Μεσοπρόθεσμης Τιμολόγησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Πρόβλεψη τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε ετήσια βάση με την χρήση καμπυλών προθεσμιακών τιμών (Price Forward Curves)

- 6.1 *Εισαγωγή και Στόχος Εργασίας*
- 6.2 *Προθεσμιακά και Συμβόλαια Μελλοντικής Εκπλήρωσης*
- 6.3 *Μαθηματική διατύπωση Μοντέλου*

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: Παραγωγή Μοντέλου Βελτιστοποίησης Ενεργειακού Μείγματος με την χρήση Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (MILP)

7.1 Εισαγωγή

7.2 Το Πρόβλημα που Επιλύει η Ένταξη Μονάδων Παραγωγής

7.3 Σημασία στη Λειτουργία της Αγοράς

7.4 Ορισμός και Γενική Μαθηματική Διατύπωση

7.5 Αποκοπή Αιχμών Ζήτησης (Peak Shaving) μέσω Υδροηλεκτρικών Μονάδων Υποχρεωτικής Παραγωγής

7.6 Σημασία και Πλεονεκτήματα στην Αγορά

7.7 Προκλήσεις και Τάσεις

7.8 Κατασκευή Μαθηματικού Μοντέλου Ένταξης Μονάδων Παραγωγής

7.9 Επεξήγηση Αντικειμενικής Συνάρτησης και Περιορισμών

7.9.1 Τεχνικοί Περιορισμοί Μονάδων Παραγωγής

7.9.2 Περιορισμοί Ελάχιστης Παραμονής σε κατάσταση

Λειτουργίας/Σβέσης (on/off)

7.9.3 Περιορισμοί Διεθνών Συναλλαγών Ενέργειας

7.9.4 ΑΠΕ και Ισοζύγιο Ισχύος

7.9.5 Περιορισμοί Μεταβλητών και Ακέραιου Χαρακτήρα

7.10 Μοντέλο Αποκοπής Αιχμών Ζήτησης (Peak Shaving) για Υδροηλεκτρική Παραγωγή

7.11 Πλεονεκτήματα χρήσης αυτής της σύνθετης προσέγγισης

4. Προσομοιώσεις, Αποτελέσματα και Συμπεράσματα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8: Πρόβλεψη τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε ετήσια βάση με την χρήση καμπυλών προθεσμιακών τιμών (Price Forward Curves) – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

8.1 Δεδομένα εισόδου για το Μοντέλο Καμπυλών Προθεσμιακών Τιμών (PFC)

8.2 Αποτελέσματα

8.3 Παρατηρήσεις και Συμπεράσματα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9: Παραγωγή Μοντέλου Βελτιστοποίησης Ενεργειακού Μείγματος με την χρήση Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (MILP) – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

9.1 Δεδομένα εισόδου για το Μοντέλο Ένταξης Μονάδων Παραγωγής

9.2 Αποτελέσματα Μοντέλου Ένταξης Μονάδων Παραγωγής

9.3 Ανάλυση Ευαισθησίας Αποτελεσμάτων

9.4 Συμπεράσματα

9.5 Πραγματικές Τιμές και Τιμολόγηση Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος

5. Μελλοντικές προοπτικές

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10: Αποτίμηση Προθεσμιακών Τιμών στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

10.1 Συνδυαστικά Μοντέλα (Στατιστικά & Θεμελιώδη)

10.2 Μοντέλα Ισορροπίας Αγοράς (Market Equilibrium)

10.3 Τεχνητή Νοημοσύνη

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11: Βελτιστοποίηση Προγραμματισμού Ένταξης
Μονάδων Παραγωγής

11.1 Μοντελοποίηση Αγοράς Εξισορρόπησης και Εφεδρειών

11.2 Ενσωμάτωση Νέων Τεχνολογιών: ΑΠΕ & Ηλεκτρικά Οχήματα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 12: Αποτίμηση Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος
(PPAs) για ΑΠΕ

12.1 Ανάλυση Κινδύνου & Απόδοσης

12.2 Στρατηγικές Διαφοροποίησης

6. Βιβλιογραφία

1. Εισαγωγή

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 1: ΑΓΟΡΕΣ ΗΛΕΚΤΡΙΚΗΣ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ

1.1 Εισαγωγή στις Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα από τα σημαντικότερα στοιχεία της οικονομικής και κοινωνικής υποδομής κάθε χώρας, καθώς εξασφαλίζει τη συνεχή και αξιόπιστη τροφοδοσία ηλεκτρικής ενέργειας στους καταναλωτές. Οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας χαρακτηρίζονται από ιδιαίτερα πολύπλοκη δομή, η οποία έχει εξελιχθεί τα τελευταία χρόνια με την απελευθέρωση της αγοράς, την αυξημένη διείσδυση των Ανανεώσιμων Πηγών Ενέργειας (ΑΠΕ), καθώς και την επιδίωξη για ενεργειακή ασφάλεια και βιωσιμότητα.

Η βασική αρχή λειτουργίας των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας είναι η προσφορά και ζήτηση, οι οποίες καθορίζουν τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας σε διάφορους χρονικούς ορίζοντες: από συναλλαγές που γίνονται εκ των προτέρων (forward markets), μέχρι συναλλαγές σε πραγματικό χρόνο (real-time balancing).

Η μετάβαση από τα μονοπωλιακά μοντέλα παραγωγής και προμήθειας ενέργειας σε ανταγωνιστικές αγορές ξεκίνησε στην Ευρώπη τη δεκαετία του 1990 και συνεχίζεται με στόχο την πλήρη ενοποίηση των εθνικών αγορών σε μία ενιαία Εσωτερική Αγορά Ηλεκτρισμού της Ε.Ε. (IEM). Προκειμένου ωστόσο να είμαστε σε θέση να κατανοήσουμε περισσότερα σχετικά με την λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να εξετάσουμε διακριτά καθεμία από αυτές ανάλογα με τον χρόνο συναλλαγών και τους συμμετέχοντες σε αυτή.

1.2 Δομή και Κατηγορίες Αγορών Ηλεκτρικής Ενέργειας

Οι αγορές ηλεκτρικής ενέργειας διαρθρώνονται σε επίπεδα με βάση τον χρονικό ορίζοντα των συναλλαγών και τη φύση των συμμετεχόντων. Κύριες κατηγορίες είναι:

- Προθεσμιακή Αγορά (Forward Market): Η λειτουργία της αποσκοπεί στη δυνατότητα των συμμετεχόντων (παραγωγών, προμηθευτών, μεγάλων καταναλωτών, εμπορικών φορέων) να προβαίνουν σε προαγορά ή προπώληση ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας σε προκαθορισμένες τιμές για μελλοντικό χρονικό ορίζοντα, με στόχο τη μείωση της έκθεσής τους στη διακύμανση των τιμών της αγοράς άμεσης παράδοσης.^[1]
- Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day-Ahead Market, DAM): Καθορισμός τιμών και ποσοτήτων ενέργειας για την επόμενη ημέρα.
- Ενδοημερήσια Αγορά (Intraday Market, IDM): Επιτρέπει την αναπροσαρμογή των ποσοτήτων ενέργειας εντός της ίδιας ημέρας.
- Αγορά Εξισορρόπησης (Balancing Market): Φροντίζει ώστε η προσφορά και η ζήτηση να παραμένουν εξισορροπημένες σε πραγματικό χρόνο.^[2]

Όσον αφορά την διάκριση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας ανάλογα με βάση τον τύπο των συναλλασσόμενων μερών και το επίπεδο της αγοράς στο οποίο πραγματοποιούνται οι συναλλαγές, έχουμε την χονδρεμπορική αγορά (wholesale market) και την λιανική αγορά (retail market). Αυτές κατ' αντιστοιχία αφορούν συναλλαγές μεγάλης κλίμακας, πριν η ενέργεια φτάσει στον τελικό καταναλωτή

και την τελική κατανάλωση/εμπορική σχέση με τον χρήστη της ενέργειας. Στη συνέχεια παρουσιάζεται αναλυτική διερεύνηση της χονδρεμπορικής αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας, δεδομένου ότι το αντικείμενο της παρούσας διπλωματικής εργασίας εστιάζει στην έκταση και τα δομικά χαρακτηριστικά της εν λόγω αγοράς, καθώς και μια μικρή αναφορά στην λιανική αγορά ηλεκτρικής ενέργειας η οποία αφορά περισσότερο τον τελικό καταναλωτή, οπότε δεν θα προχωρήσουμε σε εκτενή ανάλυση παρά μόνο μια επιδερμική αναφορά.



Εικόνα 1: Οπτικοποίηση της λειτουργίας της Αγοράς Επόμενης Ημέρας στην ηλεκτρική ενέργεια (Δημιουργία με χρήση εργαλείου Τεχνητής Νοημοσύνης)

1.3 Η Χονδρεμπορική Αγορά στην Ελλάδα

Η χονδρεμπορική αγορά αποτελεί την καρδιά του συστήματος, καθώς εδώ καθορίζονται οι τιμές που επηρεάζουν όλες τις υπόλοιπες αγορές.^[3] Η χονδρεμπορική αγορά στην Ελλάδα λειτουργεί από το Ελληνικό Χρηματιστήριο Ενέργειας (HEEX), ενώ τη διαχείριση του συστήματος και την εξισορρόπηση αναλαμβάνει ο ΑΔΜΗΕ (Ανεξάρτητος Διαχειριστής Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας).

Οι συναλλαγές πραγματοποιούνται κυρίως στην Αγορά Επόμενης Ημέρας (DAM), στην Ενδοημερήσια Αγορά (IDM), στην Αγορά Εξισορρόπησης και στις Προθεσμιακές Αγορές (Forward Markets). Σημαντικό θα ήταν να εξετάσουμε όμως και πως λειτουργούν οι εν λόγω αγορές προκειμένου να αποκτήσουμε βαθύτερη κατανόηση αυτών.

1.3.1 Προθεσμιακή Αγορά (Forward Market)

Η προθεσμιακή αγορά ηλεκτρικής ενέργειας (forward market), αποτελεί μέρος της αγοράς παραγώγων (derivatives market). Στόχος της είναι να δώσει στους συμμετέχοντες (παραγωγούς, προμηθευτές, μεγάλους καταναλωτές, traders) τη δυνατότητα να κλειδώσουν τιμές και ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας για μελλοντική παράδοση, μειώνοντας την έκθεση στη μεταβλητότητα των τιμών άμεσης παράδοσης (spot prices). Καθώς η ανάλυση αυτής της διπλωματικής βασίζεται σε αυτού του τύπου τις αγορές σημαντικό είναι να κατανοήσουμε κάποια βασικά τους χαρακτηριστικά. Συγκεκριμένα τα σημαντικότερα εξ' αυτών είναι τα παρακάτω:

- **Προθεσμιακά Συμβόλαια (Forward Contracts):** Διμερή ή οργανωμένα (π.χ. μέσω χρηματιστηρίων ενέργειας). Δεσμεύουν τα μέρη να αγοράσουν/πουλήσουν μια συγκεκριμένη ποσότητα ηλεκτρικής ενέργειας σε προκαθορισμένη τιμή και μελλοντικό χρόνο.
- **Αντιστάθμιση Κινδύνου (Hedging):** Οι προμηθευτές προστατεύονται από αυξήσεις στην τιμή άμεσης παράδοσης (spot price), ενώ οι παραγωγοί εξασφαλίζουν σταθερά έσοδα.^[4]
- **Ρευστότητα και Σήματα Τιμής (Liquidity & Price Signals):** Οι προθεσμιακές τιμές λειτουργούν ως ένδειξη των προσδοκιών της αγοράς για τις μελλοντικές τιμές άμεσης παράδοσης.
- **Σχέση με Αγορά Άμεσης Παράδοσης (Spot Market):** Η προθεσμιακή αγορά δεν υποκαθιστά τη αγορά άμεσης παράδοσης, αλλά λειτουργεί συμπληρωματικά. Οι αποκλίσεις μεταξύ προγραμματισμένων και πραγματικών φορτίων/παραγωγής διακανονίζονται στις βραχυχρόνιες αγορές (spot markets: ημερήσια και ενδοημερήσια αγορά) και στην αγορά εξισορρόπησης (balancing market).^[5]

1.3.2 Αγορά Επόμενης Ημέρας (DAM)

Η απελευθέρωση και αναδιοργάνωση του τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας άλλαξε τον τρόπο με τον οποίο οι εταιρείες παραγωγής και προμήθειας αλληλοεπιδρούν, δημιουργώντας την ανάγκη για ρυθμιζόμενες αγορές. Ένας από τους μηχανισμούς που δημιουργήθηκαν είναι οι βραχυχρόνιες αγορές, γνωστές και ως προθεσμιακές συγκεντρωτικές αγορές (pool markets), που περιλαμβάνουν όλους τους παραγωγούς και προμηθευτές του συστήματος, με κύριο σκοπό την επίτευξη ισορροπίας μεταξύ παραγωγής και ζήτησης.^[6] Οι αγορές επόμενης ημέρας αποτελούν τον βασικό στόχο των αγορών άμεσης παράδοσης (spot markets) και ονομάζονται έτσι επειδή λαμβάνουν χώρα την ημέρα πριν από την προγραμματισμένη παράδοση ενέργειας. Συμβάλλουν στη βελτιστοποίηση του συστήματος βραχυπρόθεσμα διευκολύνοντας τον σωστό προγραμματισμό των μονάδων παραγωγής, ιδιαίτερα εκείνων με αργή εκκίνηση.

Η αγορά επόμενης ημέρας βασίζεται σε δημοπρασία με κλειστές προσφορές, συνήθως τύπου ενιαίας τιμής (Uniform Price Auction - UPA). Στην UPA, όλοι οι επιτυγχόντες λαμβάνουν την ίδια καθορισμένη τιμή – την τιμή εκκαθάρισης αγοράς (Market Clearing Price - MCP), ανεξάρτητα από την προσφορά τους. Η εκκαθάριση της αγοράς βασίζεται στην

ισορροπία μεταξύ παραγωγής και ζήτησης. Το χρηματιστήριο ενέργειας (power exchange) συγκεντρώνει τις προσφορές και τις αιτήσεις ζήτησης και τις ταξινομεί σε ανοδικές και καθοδικές καμπύλες. Η τομή αυτών των δύο καμπυλών καθορίζει την τιμή και την ποσότητα εκκαθάρισης.

1.3.3 Ενδοημερήσια Αγορά (IDM)

Η ενδοημερήσια αγορά λειτουργεί για να καλύψει τις διαφορές που προκύπτουν από τις προβλέψεις προσφοράς και ζήτησης στην Αγορά Επόμενης Ημέρας (DAM). Δίνει τη δυνατότητα στους συμμετέχοντες να προσαρμόσουν τις θέσεις τους εντός της ημέρας, ειδικά σημαντικό για ΑΠΕ, όπου η παραγωγή είναι μεταβλητή.

1.3.4 Αγορά Εξισορρόπησης ή Αγορά Πραγματικού Χρόνου

Ο ΑΔΜΗΕ, ως υπεύθυνος για τη λειτουργία του συστήματος, διασφαλίζει την άμεση ισορροπία προσφοράς-ζήτησης μέσω της αγοράς εξισορρόπησης. Οι μονάδες που συμμετέχουν παρέχουν είτε θετική είτε αρνητική ισχύ, ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος. Χαρακτηριστικά των Αγορών Πραγματικού Χρόνου είναι ότι:

- Ο διαχειριστής του συστήματος (στην Ελλάδα ο ΑΔΜΗΕ) ενεργοποιεί μονάδες για να προσθέσουν ή να αφαιρέσουν ισχύ στο δίκτυο.
- Οι τιμές διαμορφώνονται ανάλογα με το κόστος εξισορρόπησης και τη διαθεσιμότητα μονάδων.

Οι συγκεκριμένες αγορές έχουν ως κύριους στόχους την επίτευξη των παρακάτω:

- Διατήρηση συχνότητας συστήματος (π.χ. 50Hz).
- Ελαχιστοποίηση κόστους απόκλισης.
- Άμεση ανταπόκριση σε απρόβλεπτα γεγονότα (βλάβες, αιχμές ζήτησης).

Έχοντας αναφερθεί σε όλες τις παραπάνω μορφές αγορών, καθώς και στα βασικά τους χαρακτηριστικά ιδιαίτερη μνεία αξίζει να γίνει, αρχικά σε μικρό βαθμό και στην συνέχεια σε μεγαλύτερο, σχετικά με τον τρόπο που προκύπτει η τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας στην χονδρεμπορική αγορά.

1.4 Λιανική Αγορά Ενέργειας

Η λιανική αγορά αφορά την πώληση ηλεκτρικής ενέργειας στους τελικούς καταναλωτές από προμηθευτές ενέργειας. Οι προμηθευτές αγοράζουν ενέργεια από τη χονδρεμπορική αγορά και την μεταπωλούν στους πελάτες τους, προσθέτοντας τις ρυθμιζόμενες χρεώσεις (μεταφοράς, διανομής, ΥΚΩ κ.ά.) και το εμπορικό τους περιθώριο.^[7]

Οι λιανικές τιμές επηρεάζονται έντονα από τις διακυμάνσεις της ΟΤΣ, ιδίως σε καθεστώς δυναμικών τιμολογίων, όπου η τελική τιμή ακολουθεί σχεδόν σε πραγματικό χρόνο τη χονδρεμπορική αγορά. Ωστόσο, προκειμένου οι τιμολογιακές αυτές πολιτικές που καθορίζουν την τιμή λιανικής για την ηλεκτρική ενέργεια, ανάλογα φυσικά με τον εκάστοτε πάροχο, θα πρέπει να ελέγχονται από συγκεντρωτικούς φορείς. Αυτό γίνεται προκειμένου, να υπάρχει

ελεύθερος ανταγωνισμός μεταξύ των παρόχων που δεν θα οδηγεί ωστόσο σε υπερκέρδη.

1.5 Ρόλος των Ρυθμιστικών Αρχών και Φορέων της Αγοράς

Η σωστή λειτουργία της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας βασίζεται στη συνεργασία διαφόρων φορέων και ρυθμιστικών αρχών:

- ΡΑΑΕΥ (Ρυθμιστική Αρχή Αποβλήτων, Ενέργειας και Υδάτων): Υπεύθυνη για την εποπτεία και ρύθμιση της αγοράς, εξασφαλίζοντας τη διαφάνεια, τον ανταγωνισμό και την προστασία των καταναλωτών.
- ΑΔΜΗΕ: Διαχειρίζεται το Σύστημα Μεταφοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας, διασφαλίζει την εξισορρόπηση και τη σταθερότητα του δικτύου.
- ΗΕνΕκ: Εκτελεί τη λειτουργία των αγορών DAM, IDM, και συνεργάζεται με ευρωπαϊκές αγορές για τη σύζευξη (market coupling).

Η συνεργασία του χρηματιστηρίου ενέργειας με άλλες ευρωπαϊκές αγορές είναι πολύ σημαντική, καθώς συμβάλλει ουσιαστικά στην ενίσχυση της ρευστότητας και του ανταγωνισμού, αφού η διεύρυνση της βάσης συμμετεχόντων και προσφορών οδηγεί σε μεγαλύτερη διαφάνεια τιμών, περιορισμό της χειραγώγησης και αποτελεσματικότερο καθορισμό της αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας. Παράλληλα, η αξιοποίηση των διασυνδεδεμένων ηλεκτρικών υποδομών με γειτονικές χώρες διευκολύνει τη ροή φθηνότερης ενέργειας προς περιοχές με αυξημένη ζήτηση, ενώ ενισχύει και την απορρόφηση πλεονασμάτων, ιδίως από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας. Επιπλέον, η πρόσβαση σε μια ευρύτερη ευρωπαϊκή αγορά μειώνει τους κινδύνους που σχετίζονται με πιθανές ελλείψεις ή έντονες διακυμάνσεις τιμών σε εθνικό επίπεδο, καθώς η διαφοροποίηση πηγών και προμηθευτών ενδυναμώνει την ενεργειακή ασφάλεια. Τέλος, η διασύνδεση προάγει τη σύγκλιση τιμών μεταξύ χωρών, περιορίζοντας τις ανισορροπίες που απορρέουν από εθνικούς περιορισμούς και εντάσσοντας την Ελλάδα σε ένα περισσότερο ομογενοποιημένο πλαίσιο τιμολόγησης, το οποίο διασφαλίζει σταθερότερο και πιο προβλέψιμο κόστος για καταναλωτές και επιχειρήσεις.

Η συνεργασία του ΗΕνΕκ με άλλα χρηματιστήρια ενέργειας λειτουργεί ως προϋπόθεση για την επιτυχή εφαρμογή του Μοντέλου Στόχου, καθώς χωρίς τη διασύνδεση των εθνικών αγορών, η ευρωπαϊκή αγορά δεν μπορεί να λειτουργήσει ως ενιαίο σύστημα.^[8] Έτσι, η Ελλάδα συμμετέχει ενεργά στη διαδικασία ενοποίησης, επωφελείται από τις συνέργειες και ταυτόχρονα ενισχύει την ενεργειακή της θέση στην περιοχή της Νοτιοανατολικής Ευρώπης.

1.6 Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) – Τεχνική Προσέγγιση

Η Οριακή Τιμή Συστήματος (ΟΤΣ) είναι η τιμή που προκύπτει από τη διασταύρωση προσφοράς και ζήτησης και αποτελεί τη χονδρεμπορική τιμή της ηλεκτρικής ενέργειας.

Η Οριακή Τιμή Συστήματος υπολογίζεται μέσω μαθηματικού μοντέλου το οποίο περιλαμβάνει:

- Βελτιστοποίηση κόστους παραγωγής: ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους ή μεγιστοποίηση του κοινωνικού οφέλους
- Τεχνικούς περιορισμούς: ισχύ μονάδων, διαθέσιμα καύσιμα, εφεδρείες.
- Διαθεσιμότητα ΑΠΕ: χωρίς προσφορά τιμής, απορροφάται κατά προτεραιότητα.

Η μαθηματική διατύπωση περιλαμβάνει γραμμικό προγραμματισμό, όπου:

- Αντικειμενική συνάρτηση:

$$\min \sum (C_i Q_i)$$

- Περιορισμοί:

$$\begin{aligned} \sum Q_i &\leq P_{max} \\ \sum P_{i,t} &= D_t \end{aligned}$$

Η λύση του προβλήματος δίνει την τιμή της ΟΤΣ.

1.7 Συμπεράσματα Κεφαλαίου

Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας αποτελεί ένα δυναμικό και σύνθετο πεδίο, το οποίο εξελίσσεται συνεχώς τόσο σε εθνικό όσο και σε ευρωπαϊκό επίπεδο. Η σωστή κατανόηση της λειτουργίας της χονδρεμπορικής και λιανικής αγοράς, των μηχανισμών τιμολόγησης όπως η ΟΤΣ, και των επιμέρους αγορών (DAM, IDM, Balancing), είναι θεμελιώδης για τη μελέτη και ανάλυση της ενεργειακής οικονομίας.

2. Θεωρητικό Μέρος

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 2: ΜΑΘΗΜΑΤΙΚΗ ΜΟΝΤΕΛΟΠΟΙΗΣΗ ΚΑΙ ΜΕΙΚΤΟΣ ΑΚΕΡΑΙΟΣ ΓΡΑΜΜΙΚΟΣ ΠΡΟΓΡΑΜΜΑΤΙΣΜΟΣ

2.1 Μαθηματική Μοντελοποίηση Ενεργειακών Συστημάτων

Η μαθηματική μοντελοποίηση είναι η διαδικασία με την οποία ένα πραγματικό φαινόμενο ή σύστημα περιγράφεται με τη χρήση μαθηματικών εκφράσεων, όπως εξισώσεις, ανισότητες, πίνακες και στατιστικές σχέσεις. Στην πράξη, αυτό σημαίνει ότι ένα σύνθετο ενεργειακό σύστημα – το οποίο περιλαμβάνει παραγωγικές μονάδες, δίκτυα μεταφοράς και διανομής, καταναλωτές, ρυθμιστικά πλαίσια και οικονομικές σχέσεις – μεταφράζεται σε ένα αφαιρετικό μαθηματικό μοντέλο, το οποίο επιτρέπει την ανάλυση, προσομοίωση και βελτιστοποίηση της λειτουργίας του.^[9]

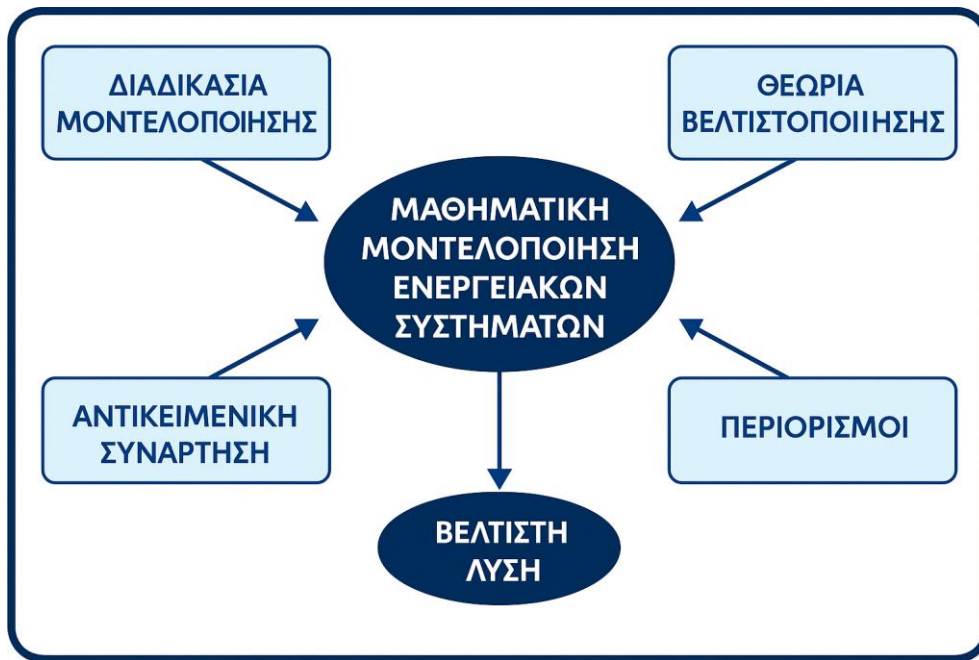
Η ανάγκη για μαθηματική μοντελοποίηση στην ενέργεια απορρέει από:

1. Την πολυπλοκότητα του συστήματος: Τα ενεργειακά δίκτυα περιλαμβάνουν αλληλεξαρτώμενες υποδομές με τεχνικά όρια, περιορισμούς και ανάγκη για διαρκή ισορροπία.
2. Την αβεβαιότητα: Παράγοντες όπως η διαθεσιμότητα ΑΠΕ, οι διακυμάνσεις στη ζήτηση και οι απρόβλεπτες βλάβες απαιτούν εργαλεία που λαμβάνουν υπόψη την πιθανότητα μεταβολών.
3. Την ανάγκη λήψης αποφάσεων: Σε επίπεδο σχεδιασμού συστήματος, επενδύσεων, στρατηγικής αγοράς, απαιτείται ανάλυση σεναρίων με βάση ποσοτικά δεδομένα.

Η διαδικασία μαθηματικής μοντελοποίησης ακολουθεί τα εξής στάδια:

- Καθορισμός του προβλήματος: Ποιο φαινόμενο ή ποιο σύστημα θέλουμε να μελετήσουμε;
- Αναγνώριση μεταβλητών: Ποιες είναι οι κρίσιμες παράμετροι (π.χ., ζήτηση, παραγωγή, κόστος);
- Διατύπωση σχέσεων: Πώς συνδέονται οι μεταβλητές μεταξύ τους; Ποιες εξισώσεις τις περιγράφουν;
- Διατύπωση περιορισμών: Ποιες φυσικές ή τεχνικές συνθήκες περιορίζουν το σύστημα;
- Επιλογή κριτηρίου βελτιστοποίησης: Ποιος είναι ο στόχος (ελαχιστοποίηση κόστους, μέγιστη αξιοπιστία κ.λπ.);
- Επίλυση: Χρήση μαθηματικών μεθόδων ή υπολογιστικών εργαλείων για εξαγωγή λύσης.

Η έννοια του μαθηματικής μοντελοποίησης που εισάγεται παραπάνω μαζί με την σημασία της για τις αγορές ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και την διαδικασία που εφαρμόζεται για να δομηθεί αποτελεί ουσιαστικά έναν τρόπο βελτιστοποίησης (optimization) του εκάστοτε φαινομένου ή συστήματος το οποίο τίθεται προς μελέτη, και του οποίου τους περιορισμούς λαμβάνουμε υπόψη προκειμένου να επιτευχθεί το επιθυμητό κάθε φορά αποτέλεσμα.^[10]



Εικόνα 2: Διαδικασία Μαθηματικής Μοντελοποίησης Ενεργειακών Συστημάτων (Δημιουργία με χρήση εργαλείου Τεχνητής Νοημοσύνησης)

2.2 Βασικές Αρχές Θεωρίας Βελτιστοποίησης

Η βελτιστοποίηση αποτελεί θεμελιώδη έννοια στον σχεδιασμό και τη διαχείριση ενεργειακών συστημάτων. Πρόκειται για τη μαθηματική διαδικασία μέσω της οποίας προσδιορίζεται η βέλτιστη λύση ενός προβλήματος, δηλαδή η λύση που ικανοποιεί ένα συγκεκριμένο κριτήριο επίδοσης καλύτερα από όλες τις εναλλακτικές, ενώ ταυτόχρονα σέβεται ένα σύνολο περιορισμών.

Στο πλαίσιο ενεργειακών εφαρμογών, η βελτιστοποίηση είναι ζωτικής σημασίας, καθώς οι πόροι είναι πεπερασμένοι και το κόστος παραγωγής, διανομής και κατανάλωσης ενέργειας επηρεάζει καθοριστικά την οικονομία. Η εφαρμογή της θεωρίας βελτιστοποίησης δίνει απαντήσεις σε ερωτήματα όπως:

- Ποια κατανομή παραγωγής ενέργειας ελαχιστοποιεί το κόστος για δεδομένο φορτίο;
- Πώς επιτυγχάνεται η μέγιστη αξιοποίηση των ΑΠΕ με ελαχιστοποίηση αποκλίσεων;
- Πώς προγραμματίζεται το δίκτυο ώστε να διασφαλίζεται η επάρκεια και η ευστάθεια;

Η τυπική δομή ενός προβλήματος βελτιστοποίησης περιλαμβάνει:

- Μεταβλητές απόφασης: Είναι οι άγνωστες ποσότητες που θέλουμε να προσδιορίσουμε.
- Αντικειμενική συνάρτηση: Είναι το μέτρο της απόδοσης που θέλουμε να βελτιστοποιήσουμε. Π.χ., συνολικό κόστος λειτουργίας, ενεργειακές απώλειες.
- Σύνολο περιορισμών: Αντιπροσωπεύουν τους κανόνες ή τα όρια που πρέπει να τηρούνται. Μπορεί να είναι τεχνικοί (όρια ισχύος), φυσικοί (νόμοι φυσικής), ή πολιτικοί (ρυθμιστικά πλαίσια).

Οι βασικές κατηγορίες προβλημάτων βελτιστοποίησης είναι:

- Γραμμικά προβλήματα (LP): Όλα τα μέλη του μοντέλου είναι γραμμικά.
- Μη Γραμμικά προβλήματα (NLP): Περιλαμβάνουν μη γραμμικές συναρτήσεις.
- Ακέραια προβλήματα (IP): Ορισμένες ή όλες οι μεταβλητές είναι ακέραιες.
- Μεικτά Ακέραια Γραμμικά προβλήματα (MILP): Συνδυασμός γραμμικών, ακέραιων και συνεχών μεταβλητών.

Προκειμένου να κατανοήσουμε την αιτία πίσω από την χρήση της οποιαδήποτε από τις προαναφερθείσες μορφές βελτιστοποίησης, παρακάτω ακολουθεί μία εκτενής ανάλυση αυτών που αφορά τον ορισμό και τον λόγο χρήσης αυτού του τύπου σύμφωνα με το εκάστοτε προς επίλυση πρόβλημα.^[11] Αυτό θα αποτελέσει επίσης σημαντική βοήθεια στο να κατανοήσουμε και τις μεταξύ τους διαφορές, επομένως και τους λόγους που θα πρέπει κάποια από αυτές τις τεχνικές να εφαρμοστεί.

2.3 Γραμμικός Προγραμματισμός (Linear Programming – LP)

2.3.1 Θεωρητική Ανάλυση

Ο Γραμμικός Προγραμματισμός (LP) αποτελεί μία από τις πιο θεμελιώδεις τεχνικές μαθηματικής βελτιστοποίησης. Ασχολείται με την επίλυση προβλημάτων στα οποία τόσο η αντικειμενική συνάρτηση, όσο και οι περιορισμοί είναι γραμμικές συναρτήσεις των μεταβλητών απόφασης.

Η ευρεία χρήση του Γραμμικού Προγραμματισμού οφείλεται στην απλότητα της μαθηματικής του δομής και στη δυνατότητα επίλυσης μεγάλων προβλημάτων με αποδοτικούς υπολογιστικούς αλγορίθμους. Ιδιαίτερα στον ενεργειακό τομέα, χρησιμοποιείται για την κατανομή παραγωγής, τη βελτιστοποίηση μεταφοράς ενέργειας, και τη βελτιστοποίηση κόστους σε χρονοσειρές λειτουργίας.^[12]

2.3.2 Πλήρης Μαθηματική Διατύπωση

Ένα τυπικό πρόβλημα γραμμικού προγραμματισμού μοντελοποιείται μαθηματικά σύμφωνα με τις παρακάτω σχέσεις:

$$\begin{aligned} \text{Minimize: } & c^T x = c_1 x_1 + c_2 x_2 + \dots + c_n x_n \\ \text{Subject to: } & a_{11} x_1 + a_{12} x_2 + \dots + a_{1n} x_n \leq b_1 \\ & a_{21} x_1 + a_{22} x_2 + \dots + a_{2n} x_n \leq b_2 \\ & \dots \\ & a_{n1} x_1 + a_{n2} x_2 + \dots + a_{nn} x_n \leq b_n \\ & x_j \geq 0, \quad \forall j \in \{1, 2, \dots, n\} \end{aligned}$$

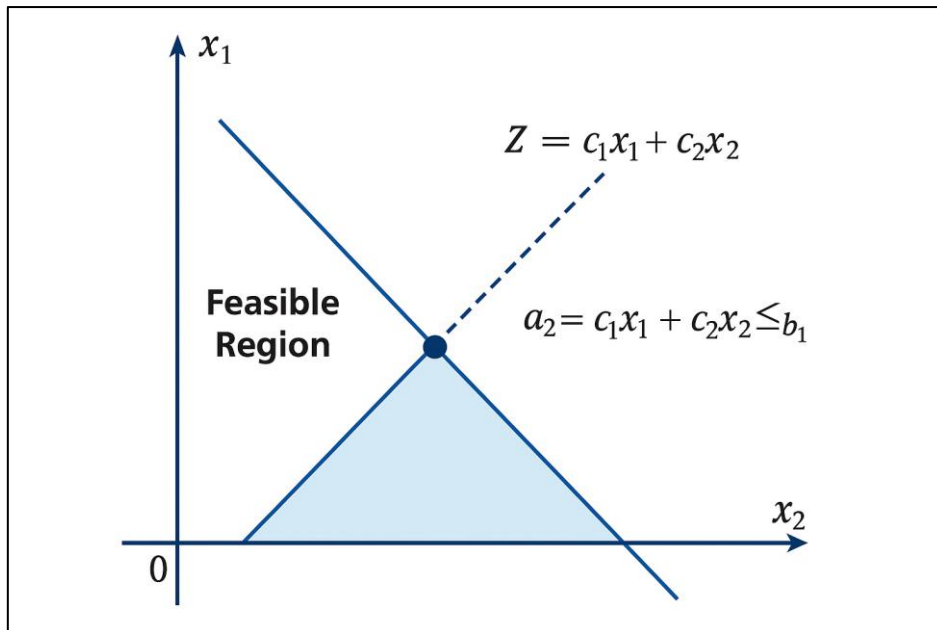
Όπου:

- x_j : Μεταβλητές απόφασης.
- c_j : Συντελεστές της αντικειμενικής συνάρτησης.
- a_{ij} : Συντελεστές περιορισμών.
- b_i : Δεξιά μέλη περιορισμών.

2.3.3 Μέθοδοι Επίλυσης Γραμμικού Προγραμματισμού

(α) Γραφική Μέθοδος:

- Εφαρμόζεται όταν το πρόβλημα έχει δύο μεταβλητές (x_1, x_2).



Εικόνα 3: Γραφική παράσταση επίλυσης προβλημάτων Γραμμικού Προγραμματισμού

- Γραφική αναπαράσταση των περιορισμών και εύρεση της εφικτής περιοχής.
- Εύρεση της κορυφής της περιοχής που ελαχιστοποιεί ή μεγιστοποιεί την αντικειμενική συνάρτηση.

(β) Αλγόριθμος Simplex:

- Χρησιμοποιείται για μεγαλύτερα προβλήματα (>2 μεταβλητές).
- Βασίζεται στη μετακίνηση από κορυφή σε κορυφή της εφικτής περιοχής, με κατεύθυνση προς βελτίωση της αντικειμενικής συνάρτησης.
- Εξασφαλίζει εύρεση της βέλτιστης λύσης σε πεπερασμένα βήματα

2.4 Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός (ILP)

2.4.1 Θεωρητική Ανάλυση

Ο Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός (Integer Linear Programming – ILP) είναι μία ειδική κατηγορία μη γραμμικής βελτιστοποίησης, στην οποία όλες οι μεταβλητές απόφασης πρέπει να παίρνουν ακέραιες τιμές. Συνήθως πρόκειται για προβλήματα όπου η λύση δεν μπορεί να εκφραστεί με συνεχείς ποσότητες, αλλά απαιτεί διακριτές επιλογές.

Ο Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός χρησιμοποιείται όταν οι φυσικοί περιορισμοί του προβλήματος απαιτούν ακέραιες αποφάσεις, όπως:

- Αριθμός μονάδων παραγωγής που θα λειτουργήσουν.
- Διακριτός αριθμός βημάτων σε χρονοδιαγράμματα.
- Ενεργοποίηση/απενεργοποίηση συσκευών.

2.4.2 Πλήρης Μαθηματική Διατύπωση

Η μοντελοποίηση ενός προβλήματος ακέραιου γραμμικού προγραμματισμού περιλαμβάνει σε γενικό πλαίσιο τις παρακάτω μαθηματικές σχέσεις:

$$\begin{aligned} & \text{Minimize} : c^T x \\ & \text{Subject to} : Ax \leq b \\ & \quad x \in \mathbb{Z}^n \end{aligned}$$

, δηλαδή κάθε μεταβλητή x_i είναι ακέραιος αριθμός.

Η βασική διαφορά με τον Γραμμικό Προγραμματισμό στην απλή του μορφή είναι ότι εδώ η λύση πρέπει να περιοριστεί στον χώρο των ακεραίων, γεγονός που καθιστά την επίλυση υπολογιστικά δυσκολότερη.

2.4.3 Μέθοδοι Επίλυσης Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού

- Branch and Bound: Ανάπτυξη δέντρου αποφάσεων, με διαδοχικό έλεγχο εφικτότητας.
- Cutting Planes: Προσθήκη επιπλέον γραμμικών περιορισμών που αποκλείουν μη ακέραιες λύσεις.
- Heuristics & Metaheuristics: Αναζήτηση λύσεων μέσω εξελικτικών αλγορίθμων, χρήσιμο σε πολύπλοκα προβλήματα.

2.5 Μεικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός (MILP)

2.5.1 Πλήρης Θεωρητική Ανάλυση

Ο Μεικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός (Mixed Integer Linear Programming – MILP) αποτελεί έναν συνδυασμό των LP και ILP. Στον MILP, ορισμένες μεταβλητές είναι ακέραιες, ενώ άλλες συνεχείς. Είναι ένα από τα πιο ισχυρά εργαλεία στη μοντελοποίηση συστημάτων, ιδιαίτερα κατάλληλο για την αναπαράσταση λογικών αποφάσεων και ποσοτικών σχέσεων ταυτόχρονα.^[13]

Χρησιμοποιείται ευρέως στον ενεργειακό τομέα, γιατί επιτρέπει:

- Τον προγραμματισμό μονάδων για λειτουργία ή σβέση (on/off).
- Την ενσωμάτωση τεχνικών περιορισμών με δυναμικό τρόπο.
- Την αποτύπωση κόστους εκκίνησης μονάδων, χρόνων λειτουργίας, ρυθμού μεταβολής ικανότητας παραγωγής (ramp rates) κ.ά.

2.5.2 Πλήρης Μαθηματική Διατύπωση

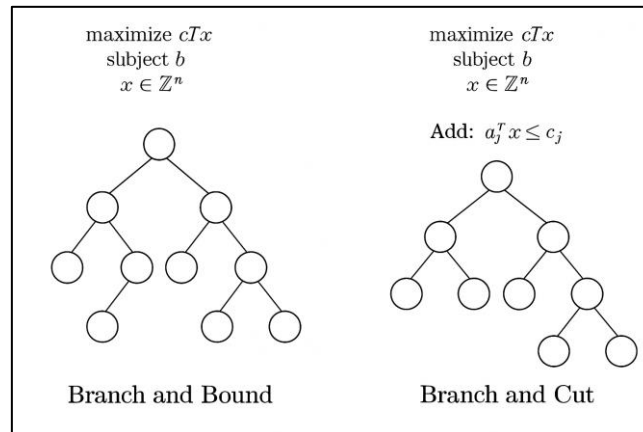
Η μαθηματική διατύπωση των προβλημάτων Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού έχει ως εξής :

$$\begin{aligned} & \text{Minimize: } c^T x + d^T y \\ & \text{Subject to: } A_1 x + A_2 y \leq b \\ & \quad x \in \mathbb{Z}^k, y \in \mathbb{R}^{n-k} \end{aligned}$$

Όπου:

- x : Εκφράζει λογικές/διακριτές επιλογές (λειτουργία μονάδας, δέσμευση εφεδρείας).
- y : Εκφράζει ποσότητες, ισχύ, ενέργεια, κόστη.

- A_1, A_2 : Πίνακες περιορισμών που καθορίζουν τις σχέσεις μεταξύ x και y .



Εικόνα 4: Διαγράμματα Branch & Bound και Branch & Cut (Δημιουργία με την χρήση εργαλείου Τεχνητής Νοημοσύνης)

2.5.3 Μέθοδοι Επίλυσης Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού

Η επίλυση ενός προβλήματος Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού είναι πιο απαιτητική από Γραμμικό/Ακέραιο Γραμμικό Προγραμματισμό, λόγω της συνδυαστικής φύσης των λογικών και συνεχών αποφάσεων.

- Branch and Bound:
 - Δημιουργία δέντρου με υποπροβλήματα Γραμμικού Προγραμματισμού.
 - Καθορισμός αν μία λύση είναι ακέραια ή όχι.
 - Κλάδεμα υποβέλτιστων λύσεων
- Branch and Cut:
 - Προσθήκη κοπών (cuts) για να περιοριστεί ο χώρος λύσεων.
 - Ταχύτερη συγκλίνουσα μέθοδος για μεγάλα προβλήματα.
- Solver-based Εφαρμογές:
 - Εξειδικευμένοι αλγόριθμοι σε λογισμικά όπως:
 - CPLEX, Gurobi, FICO Xpress.
 - Επιτρέπουν την ανάλυση πραγματικών δεδομένων σε αγορές.

2.5.4 Ρόλος του Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού στη Μοντελοποίηση Αγορών Ενέργειας

Ο Μεικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός επιτρέπει στους ενεργειακούς διαχειριστές να:

- Προσομοιώνουν τη συμπεριφορά του συστήματος υπό ρεαλιστικούς περιορισμούς.
- Λαμβάνουν αποφάσεις για μονάδες παραγωγής, λαμβάνοντας υπόψη το συνολικό λειτουργικό και τεχνικό κόστος.
- Σχεδιάζουν αγορές με κανόνες προσφορών που αντανakλούν το δυναμικό χαρακτήρα των πηγών ενέργειας (ιδίως ΑΠΕ).

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 3: ΤΕΧΝΙΚΕΣ ΠΡΟΒΛΕΨΗΣ ΤΙΜΩΝ ΕΝΕΡΓΕΙΑΣ – ΚΑΜΠΥΛΗ ΠΡΟΘΕΣΜΙΑΚΩΝ ΤΙΜΩΝ

3.1 Η Έννοια της Πρόβλεψης και η Σημασία της στις Αγορές Ενέργειας

Η πρόβλεψη αποτελεί μια επιστημονική διαδικασία η οποία έχει ως στόχο την εκτίμηση μελλοντικών καταστάσεων ή τιμών, βασισμένη στην ανάλυση παρελθοντικών και τρεχουσών δεδομένων. Στο πλαίσιο της ενέργειας, οι προβλέψεις αφορούν κυρίως τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας, τη ζήτηση φορτίου και την παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές. Η αβεβαιότητα που χαρακτηρίζει τις ενεργειακές αγορές, λόγω εξωγενών παραγόντων όπως οι καιρικές συνθήκες, οι τιμές καυσίμων, και οι γεωπολιτικές εξελίξεις, καθιστά την ανάγκη για ακριβείς προβλέψεις επιτακτική.^[14]

Η ανάπτυξη τεχνικών πρόβλεψης είναι αποτέλεσμα της ανάγκης να περιοριστεί ο οικονομικός κίνδυνος, να ληφθούν στρατηγικές αποφάσεις και να βελτιστοποιηθεί η λειτουργία τόσο των παραγωγών όσο και των καταναλωτών ενέργειας. Οι προβλέψεις δεν χρησιμοποιούνται μόνο για την τιμολόγηση αλλά και για τη βελτίωση της αποδοτικότητας του συστήματος ενέργειας και την ενίσχυση της ασφάλειας εφοδιασμού.^[15]

3.2 Τεχνικές Πρόβλεψης Τιμών Ενέργειας

Η πρόβλεψη τιμών στην ενέργεια βασίζεται σε διάφορα μεθοδολογικά εργαλεία που ενσωματώνουν στατιστικά δεδομένα, μαθηματικά μοντέλα και οικονομετρικές αναλύσεις. Βασικός στόχος είναι να προσδιοριστεί η πιθανή εξέλιξη της τιμής της ενέργειας σε βραχυπρόθεσμο ή μακροπρόθεσμο ορίζοντα. Οι κύριες τεχνικές περιλαμβάνουν:

- Στατιστικές Μέθοδοι: Ανάλυση χρονοσειρών με χρήση ARIMA, GARCH, που αξιοποιούν την αυτοσυσχέτιση και τη μεταβλητότητα των ιστορικών τιμών.
- Μαθηματικά Μοντέλα: Τεχνικές που βασίζονται σε καθορισμένες σχέσεις μεταξύ παραγόντων που επηρεάζουν την τιμή.
- Οικονομετρικά Μοντέλα: Προσεγγίσεις που ενσωματώνουν οικονομικά δεδομένα και προβλέψεις.

Για την ανάλυση της συγκεκριμένης εργασίας ωστόσο, θα περιοριστούμε στην χρήση 2 διαφορετικών μοντέλων πρόβλεψης τιμών. Το μοντέλο αυτό εμπίπτουν στην κατηγορία των μαθηματικών-στατιστικών μοντέλων πρόβλεψης. Συγκεκριμένα, για ένα μέρος πρόβλεψης των τιμών ενέργειας θα χρησιμοποιήσουμε το μοντέλο των Καμπυλών Προθεσμιακών Τιμών (Price Forward Curves), ενώ για ένα άλλο μέρος θα χρησιμοποιήσουμε θεμελιώδη ανάλυση (Fundamental Analysis).

3.3 Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών (PFC) – Εμβάθυνση και Μαθηματική Ανάλυση

Οι Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών (Price Forward Curves) είναι καμπύλες που αποτυπώνουν τη δομή των μελλοντικών τιμών της ενέργειας, βασισμένες σε σημερινές παρατηρήσεις και προσδοκίες για την αγορά. Αποτελούν αναγκαίο

εργαλείο στις αγορές προθεσμιακών προϊόντων και χρησιμοποιούνται για τη διαχείριση κινδύνου και τη διαμόρφωση στρατηγικών εμπορίας.

3.3.1 Θεωρητικό Πλαίσιο

Οι Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών (PFC) κατασκευάζονται λαμβάνοντας υπόψη τις τρέχουσες τιμές προθεσμιακών συμβολαίων και τις προσδοκίες για την εξέλιξη της αγοράς.

Πιο πολύπλοκα μοντέλα καμπυλών προθεσμιακών τιμών περιλαμβάνουν στοχαστικά στοιχεία και προσαρμόζονται στα δεδομένα της αγοράς με τη χρήση μαθηματικής παρεμβολής με κυβικά πολυώνυμα ή εκθετικής εξομάλυνσης, είτε για την προσέγγιση μιας ομαλής καμπύλης με την χρήση διακριτών μελλοντικών τιμών είτε για την επίδοση περισσότερου βάρους σε πιο πρόσφατα δεδομένα, χωρίς φυσικά να αγνοεί τα παλαιότερα, αντίστοιχα.^[16]

Ωστόσο, καθώς η κατασκευή ενός μοντέλου καμπύλης προθεσμιακών τιμών αποτελεί ακρογωνιαίο λίθο για την διαμόρφωση της ανάλυσης της παρούσας διπλωματικής, παρακάτω θα εξηγήσουμε σε μεγαλύτερο βάθος τον τρόπο κατασκευής μίας τέτοιας καμπύλης, αλλά και την χρησιμότητα αυτών που υποδεικνύει σε μεγάλο βαθμό τον λόγο επιλογής της συγκεκριμένης τεχνικής πρόβλεψης στην παρούσα εργασία.

3.3.2 Ανάλυση της Διαδικασίας Κατασκευής Καμπύλης Προθεσμιακών Τιμών (PFC)

Η κατασκευή μιας Καμπύλης Προθεσμιακών Τιμών (Price Forward Curve) είναι μια σύνθετη διαδικασία που συνδυάζει δεδομένα της αγοράς με μεθοδολογίες μαθηματικής παρεμβολής και οικονομικής θεωρίας. Η επιτυχής δημιουργία μιας Καμπύλης Προθεσμιακών Τιμών βασίζεται στην ακρίβεια των διαθέσιμων δεδομένων και στη σωστή επιλογή της μεθόδου που θα αποτυπώσει τις προσδοκίες της αγοράς σε σχέση με την εξέλιξη των τιμών.^[17]

Η διαδικασία περιλαμβάνει τα εξής στάδια:

- **Ανάλυση και Συλλογή Δεδομένων:** Η αρχική φάση αφορά τη συλλογή δεδομένων από διάφορες αγορές προθεσμιακών προϊόντων ενέργειας. Αυτά τα δεδομένα περιλαμβάνουν τις τιμές των συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης (Futures) για διαφορετικές χρονικές στιγμές, καθώς και στοιχεία όπως το επιτόκιο χωρίς. Είναι κρίσιμο τα δεδομένα να είναι πρόσφατα και αξιόπιστα, καθώς αποτελούν τη βάση της καμπύλης.
- **Προσαρμογή Οριζόντων Πρόβλεψης:** Καθώς τα προθεσμιακά συμβόλαια αφορούν συγκεκριμένες χρονικές περιόδους (π.χ. μήνας, τρίμηνο, έτος), απαιτείται η μετατροπή αυτών σε μια ενιαία, συνεχή καμπύλη. Ο χρονικός ορίζοντας πρόβλεψης καθορίζεται ανάλογα με τις ανάγκες της αγοράς και μπορεί να εκτείνεται από λίγους μήνες έως αρκετά χρόνια.^[18]
- **Μαθηματική Παρεμβολή:** Η δημιουργία της καμπύλης γίνεται μέσω παρεμβολής τιμών μεταξύ των διαθέσιμων σημείων δεδομένων. Συνήθως χρησιμοποιούνται μέθοδοι όπως η μαθηματική παρεμβολή με την χρήση κυβικών πολυωνύμων

(spline interpolation) ή η εκθετική εξομάλυνση (exponential smoothing), οι οποίες εξασφαλίζουν ομαλότητα στην καμπύλη και αποφυγή ξαφνικών μεταβολών. Η παρεμβολή προσαρμόζεται ώστε να διατηρείται η συνοχή των τιμών με τις προσδοκίες της αγοράς.

- **Εξομάλυνση και Προσαρμογή Καμπύλης:** Στη συνέχεια, η καμπύλη εξομαλύνεται ώστε να αποτυπώνει τις μακροπρόθεσμες τάσεις της αγοράς. Περιλαμβάνεται και έλεγχος ευαισθησίας, με στόχο να διαπιστωθεί πώς μεταβάλλεται η καμπύλη υπό διαφορετικά σενάρια (μεταβολές τιμών καυσίμων, αλλαγές ζήτησης).^[19]

3.3.3 Ανάλυση της Χρησιμότητας των Καμπυλών Προθεσμιακών Τιμών

Οι Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών είναι θεμελιώδους σημασίας για τη λειτουργία των ενεργειακών αγορών, διότι επιτρέπουν στους συμμετέχοντες να αποκτήσουν ορατότητα στις αναμενόμενες μελλοντικές τιμές και να σχεδιάσουν κατάλληλα τις στρατηγικές τους.

- **Διαχείριση Χαρτοφυλακίων:** Οι προμηθευτές ενέργειας χρησιμοποιούν τις Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών για να αποφασίσουν πότε και σε ποιες ποσότητες να αγοράσουν ή να πωλήσουν ενέργεια στο μέλλον. Με βάση την προβλεπόμενη πορεία των τιμών, μπορούν να εξισορροπήσουν το χαρτοφυλάκιό τους μεταξύ spot και προθεσμιακών αγορών.
- **Αντιστάθμιση Κινδύνου (Hedging):** Οι Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών είναι το βασικό εργαλείο για την αντιστάθμιση του κινδύνου τιμών. Μέσω της καμπύλης, οι εταιρείες μπορούν να συνάψουν συμβόλαια που προστατεύουν τις δραστηριότητές τους από ανεπιθύμητες μεταβολές στις τιμές, εξασφαλίζοντας σταθερότητα στο κόστος προμήθειας.
- **Τιμολόγηση Προϊόντων και Συμβολαίων:** Η ακριβής πρόβλεψη μελλοντικών τιμών επιτρέπει τον καθορισμό δίκαιων και ανταγωνιστικών τιμών για τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος (PPAs) και άλλα συμβόλαια. Οι καμπύλες καθοδηγούν τις αποφάσεις τιμολόγησης σε μακροχρόνια πλαίσια, λαμβάνοντας υπόψη τόσο τις σημερινές συνθήκες όσο και τις προσδοκίες της αγοράς.^[20]
- **Επενδυτικές Αποφάσεις:** Οι Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών βοηθούν στη λήψη επενδυτικών αποφάσεων, κυρίως σε έργα παραγωγής ενέργειας ή αποθήκευσης, όπου η αποδοτικότητα εξαρτάται από την εξέλιξη των τιμών ενέργειας στο μέλλον.

Στην παρούσα εργασία, ο λόγος χρήσης των Καμπυλών Προθεσμιακών Τιμών έχει να κάνει με την 3^η κατά σειρά ενέργεια, δηλαδή την πρόβλεψη της πραγματικής τιμής ενέργειας παραγόμενης από ΑΠΕ, αφού με την χρήση του θα μπορέσουμε να προσεγγίσουμε την χρονοσειρά των μελλοντικών τιμών εισαγωγών/εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας με τις γείτονες χώρες, που διαδραματίζουν πολύ σημαντικό ρόλο στην τελική τιμολόγηση των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος για τις ΑΠΕ, αφού χωρίς μία αξιολόγηση προσέγγιση αυτών η τιμολόγηση δεν θα βασίζεται σε τεκμηριωμένα αποτελέσματα.^[21]

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 4: Χρήση Μαθηματικών Μοντέλων Προγραμματισμού και Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (MILP) στη Μοντελοποίηση Αγορών Ενέργειας

4.1 Η Σημασία των Μαθηματικών Μοντέλων Προγραμματισμού στις Αγορές Ενέργειας

Οι σύγχρονες αγορές ενέργειας χαρακτηρίζονται από πολυπλοκότητα, μεταβλητότητα και πλήθος τεχνικών, οικονομικών και περιβαλλοντικών περιορισμών. Σε αυτό το περιβάλλον, η χρήση μαθηματικών μοντέλων προγραμματισμού καθίσταται αναγκαία για τον σχεδιασμό, τη λειτουργία και τη ρύθμιση των ενεργειακών αγορών με τρόπο αποδοτικό, αξιόπιστο και διαφανή. Τα μαθηματικά μοντέλα επιτρέπουν την ακριβή αναπαράσταση των τεχνικών χαρακτηριστικών των συστημάτων παραγωγής και μεταφοράς ενέργειας, τη διασύνδεσή τους με οικονομικές μεταβλητές (κόστος, τιμές, ζήτηση) και την εφαρμογή περιορισμών που προέρχονται από φυσικούς νόμους ή από τη ρυθμιστική αρχιτεκτονική των αγορών.^[22]

Η εφαρμογή αυτών των μοντέλων εξυπηρετεί κυρίως τους εξής σκοπούς:

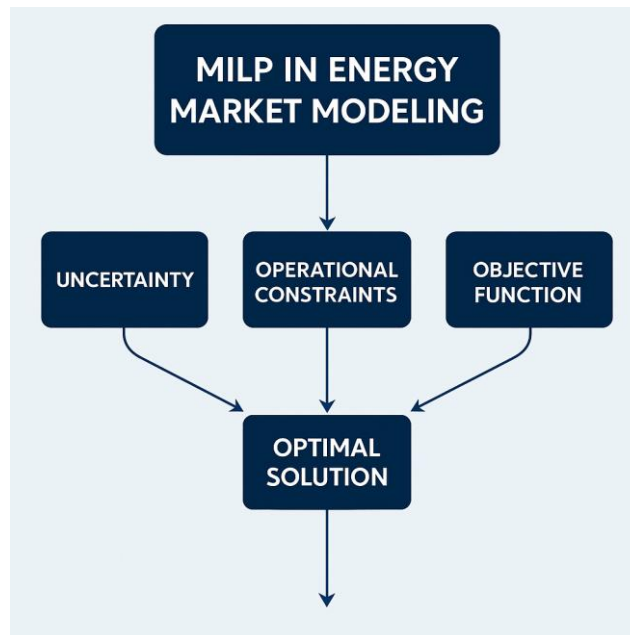
- Κατανομή Φορτίου (Economic Dispatch): Βελτιστοποίηση του τρόπου με τον οποίο επιμερίζεται η ζήτηση ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ διαθέσιμων μονάδων, ελαχιστοποιώντας το κόστος.
- Πρόγραμμα Δέσμευσης Μονάδων (Unit Commitment): Καθορισμός του ποιες μονάδες θα λειτουργήσουν και πότε, με βάση το κόστος εκκίνησης, τα τεχνικά όρια και τις απαιτήσεις ευστάθειας.
- Αγορά Επόμενης Ημέρας (Day-Ahead Market Clearing): Αντιστοίχιση προσφορών και ζητήσεων με σκοπό τον υπολογισμό των οριακών τιμών και την κατανομή ισχύος σε κάθε ώρα.
- Εξισορρόπηση και απόκριση σε πραγματικό χρόνο: Χρήση μοντέλων για τη γρήγορη και αποδοτική αντιστάθμιση αποκλίσεων ζήτησης/παραγωγής σε πραγματικό χρόνο.^{[23],[24]}

Η μαθηματική αναπαράσταση όλων αυτών των διαδικασιών γίνεται μέσω προβλημάτων βελτιστοποίησης, συχνά με χιλιάδες μεταβλητές και περιορισμούς, τα οποία επιλύονται με τη χρήση εξειδικευμένων υπολογιστικών εργαλείων.

Ωστόσο, λόγω του τρόπου ανάλυσης της παρούσας εργασία, αυτό που μας απασχολεί κυρίως να εξετάσουμε είναι τον ρόλο που διαδραματίζει, συγκεκριμένα, η επίλυση των προβλημάτων Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού.

4.2 Ο Ρόλος του Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (MILP) στην Ενεργειακή Μοντελοποίηση

Ο Μεικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός (MILP) αποτελεί μια ισχυρή τεχνική για τη μοντελοποίηση σύνθετων προβλημάτων που περιλαμβάνουν τόσο συνεχείς όσο και ακέραιες μεταβλητές.^[25] Ειδικά στο ενεργειακό πεδίο, ο Μεικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός είναι εξαιρετικά κατάλληλος για να εκφράσει καταστάσεις όπου χρειάζονται λογικές αποφάσεις (π.χ. αν μια μονάδα



Εικόνα 5: Διαγραμματική παράσταση προβλημάτων Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (MILP) στις Αγορές Ηλεκτρικής Ενέργειας (Δημιουργία με την χρήση εργαλείου Τεχνητής Νοημοσύνης)

λειτουργεί ή όχι) σε συνδυασμό με ποσοτικές αποφάσεις (π.χ. ποσότητα ισχύος που παράγεται)

Εφαρμογές Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού σε Πραγματικά Ενεργειακά Προβλήματα

Η χρήση αυτού του τύπου μαθηματικής μοντελοποίησης απαντάται σε μια πληθώρα προβλημάτων που πρέπει να επιλυθούν για την ομαλή λειτουργία των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας. Μερικά από αυτά είναι τα παρακάτω:

- **Πρόγραμμα Δέσμευσης Μονάδων (Unit Commitment):** Οι αποφάσεις για το ποιες μονάδες θα είναι ενεργές βασίζονται σε μεταβλητές δυαδικές u_t^i , που καθορίζουν τη λειτουργία της μονάδας i στη χρονική περίοδο t .^[26] Ο Μεικτός Ακέραιος Γραμμικός Προγραμματισμός περιλαμβάνει επίσης περιορισμούς για ελάχιστο χρόνο λειτουργίας, χρόνους εκκίνησης/διακοπής και τον ρυθμό μεταβολής της ικανότητας παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας για την εκάστοτε μονάδα.^[27]
- **Κατανομή Εφεδρειών και Ελαχιστοποίηση Κόστους Λειτουργίας:** Το πρόβλημα περιλαμβάνει συνεχείς μεταβλητές ισχύος και ακέραιες αποφάσεις ενεργοποίησης, με στόχο τη βέλτιστη χρήση αποθεμάτων και αποθήκευσης.

4.3 Μέθοδοι Επίλυσης Προβλημάτων Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού - Αναλυτικά

Η επίλυση προβλημάτων Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού συνιστά μία από τις μεγαλύτερες προκλήσεις στην υπολογιστική βελτιστοποίηση. Ο συνδυασμός ακεραιότητας και γραμμικότητας καθιστά τον χώρο λύσεων μη συνεχές και δυνητικά εκθετικά αυξανόμενο ως προς τον αριθμό των μεταβλητών. Οι σύγχρονες μέθοδοι βασίζονται σε έξυπνη εξερεύνηση του χώρου λύσεων, συνδυάζοντας γραμμικά υποπροβλήματα με διακριτές αποφάσεις.

4.3.1 Branch and Bound (B&B)

Ο αλγόριθμος Branch and Bound αποτελεί τη θεμελιώδη προσέγγιση για MILP. Το πρόβλημα "σπάει" σε υποπροβλήματα μέσω διακλάδωσης (branching) πάνω σε μία ακέραια μεταβλητή, και κάθε υποπρόβλημα επιλύεται ως LP (γραμμικό πρόγραμμα χωρίς ακέραιους περιορισμούς).

Διαδικασία:

1. Επιλύεται πρώτα το LP χαλαρωμένο πρόβλημα.
2. Αν η λύση παραβιάζει ακεραιότητα, επιλέγεται μία μεταβλητή προς διακλάδωση (π.χ. $x = 3.4 \rightarrow x \leq 3$ ή $x \geq 4$).
3. Δημιουργούνται νέα υποπροβλήματα (κόμβοι του δέντρου).
4. Υποπροβλήματα των οποίων η βέλτιστη λύση είναι χειρότερη από τη γνωστή καλύτερη λύση (upper/lower bound) κλαδεύονται (pruned).
5. Η διαδικασία συνεχίζεται ώσπου να βρεθεί η βέλτιστη ακέραια λύση.

Πλεονέκτημα: Εγγυάται εύρεση της παγκόσμιας βέλτιστης λύσης.

4.3.2 Branch and Cut

Το Branch and Cut αποτελεί επέκταση του B&B με τη χρήση τομών (cuts) — επιπλέον γραμμικών περιορισμών που αποκλείουν μη ακέραιες λύσεις, χωρίς να αποκλείουν τις εφικτές ακέραιες.^{[28],[29],[30]}

Παράδειγμα: Αν μια LP λύση δίνει $x = 2.5$ και δεν είναι αποδεκτή, εισάγεται μια ανισότητα που αποκλείει τη συγκεκριμένη τιμή, π.χ. $x \leq 2$.

Πλεονεκτήματα:

- Μείωση του αριθμού κόμβων που εξετάζονται.
- Γρηγορότερη σύγκλιση σε μεγάλα προβλήματα.
- Αποτελεσματική ενσωμάτωση σε μοντέρνους επιλύτες.

4.3.3 Χαλάρωση Γραμμικού Προγραμματισμού (LP Relaxation) & Ευρετικοί Αλγόριθμοι (Heuristics)

Χαλάρωση Γραμμικού Προγραμματισμού : Αφαιρούνται οι περιορισμοί ακεραιότητας και επιλύεται το πρόβλημα ως απλό γραμμικό πρόγραμμα.

Αυτή η λύση προσφέρει:

- Εκτίμηση του κάτω ορίου (lower bound) για την αντικειμενική συνάρτηση.
- Έναρξη της διαδικασίας Branch & Bound με δυναμικό pruning.

Ευρετικοί και Μέτα-ευρετικοί Αλγόριθμοι: Σε πολύπλοκα ή περιβάλλοντα πραγματικού χρόνου, δεν είναι πάντα εφικτό να περιμένουμε την ακριβή λύση. Γι' αυτό εφαρμόζονται μέθοδοι όπως:

- Greedy algorithms
- Tabu Search
- Genetic Algorithms
- Simulated Annealing

Οι μέθοδοι αυτές προσφέρουν "αρκετά καλές" λύσεις γρήγορα, με δυνατότητα βελτίωσης σε επόμενες φάσεις.^[31]

4.3.4 Επιλογή Εργαλείων & Επιλυτών

Οι σύγχρονοι επιλυτές (solvers) MILP συνδυάζουν όλες τις παραπάνω τεχνικές και υποστηρίζουν:

- Προκαθορισμένες στρατηγικές διακλάδωσης.
- Αυτόματη δημιουργία κοπών.
- Εύκαμπτο χειρισμό παραμετροποίησης.

Δημοφιλείς επιλύτες:

- IBM CPLEX – ευρέως χρησιμοποιούμενος στην ενεργειακή βιομηχανία.
- Gurobi – εξαιρετικά αποδοτικός, ειδικά σε προβλήματα με πολλούς δυαδικούς περιορισμούς.
- FICO Xpress – υψηλή απόδοση σε industrial-scale προβλήματα.
- GLPK – ανοικτού κώδικα, ιδανικός για ερευνητικούς σκοπούς.

Η χρήση του Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού αποτελεί ακρογωνιαίο λίθο, αφού μας δίνει την δυνατότητα να επιλύσουμε επιπλέον κατηγορίες προβλημάτων που έχουν ως κύριο στόχο τους την αντιμετώπιση της αβεβαιότητας. Στην παρούσα εργασία, καθώς αυτή επικεντρώνεται στην χρήση των πρώτων, δεν θα γίνει εκτενής ανάλυση των σύγχρονων αυτών μεθόδων. Ωστόσο, έχει ιδιαίτερη σημασία η αναφορά σε κάποιες από αυτές τις τεχνολογίες.

4.4 Τελευταίες Τάσεις στη Μοντελοποίηση Αγορών Ενέργειας

Η συνεχής αύξηση της πολυπλοκότητας στις ενεργειακές αγορές, σε συνδυασμό με την ταχεία διεύρυνση των ΑΠΕ, τη μετάβαση προς ευέλικτα συστήματα, και τη διαφοροποίηση του ενεργειακού μείγματος, έχει οδηγήσει στην ανάγκη για πιο προηγμένα μοντέλα μοντελοποίησης. Τα κλασικά εργαλεία βελτιστοποίησης συνεχίζουν να χρησιμοποιούνται, αλλά εμπλουτίζονται με σύγχρονες μεθοδολογίες που ανταποκρίνονται στις νέες απαιτήσεις. Μερικές από αυτές παρουσιάζονται παρακάτω.^{[32],[33]}

4.4.1 Στοχαστική Βελτιστοποίηση

Η στοχαστική βελτιστοποίηση αφορά την επίλυση προβλημάτων βελτιστοποίησης όπου ορισμένες παράμετροι (π.χ. τιμές αγοράς, παραγωγή ΑΠΕ, ζήτηση) είναι αβέβαιες και περιγράφονται μέσω πιθανολογικής κατανομής ή σεναρίων. Εφαρμόζεται ευρέως σε:

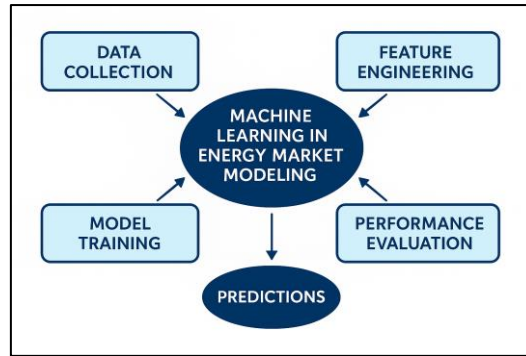
- Μοντέλα Unit Commitment με στοχαστικά σενάρια για διαθεσιμότητα παραγωγικών μονάδων ή πρόβλεψη παραγωγής από ΑΠΕ.
- Ανάλυση κόστους ευκαιρίας σε αβέβαιες συνθήκες αγοράς.
- Διαχείριση απόκρισης φορτίου (demand response) με στοχαστικές τιμές αγοράς.^[34]

Η χρήση της στοχαστικής προσέγγισης αυξάνει την ικανότητα μοντελοποίησης πραγματικών αγορών, ωστόσο οδηγεί και σε αυξημένες υπολογιστικές απαιτήσεις, καθώς το πρόβλημα εκτείνεται σε πολλαπλά σενάρια (scenario expansion).^[35]

4.4.2 Στιβαρή Ανάλυση (Robust Optimization)

Σε αντίθεση με τη στοχαστική βελτιστοποίηση, η στιβαρή (robust) αντιμετωπίζει την αβεβαιότητα μέσω διαστημάτων τιμών. Σκοπός είναι να επιλεγεί μία λύση που παραμένει εφικτή και καλή σε κάθε πιθανή υλοποίηση της αβεβαιότητας εντός του ορισμένου διαστήματος.^[36]

Χρησιμοποιείται όταν:



Εικόνα 6: Διαγραμματική αναπαράσταση Μοντελοποίησης Αγορών Ηλεκτρικής Ενέργειας με την χρήση Μηχανικής Μάθησης (Δημιουργία με την χρήση εργαλείου Τεχνητής Νοημοσύνης)

- Η κατανομή της αβεβαιότητας είναι άγνωστη.
- Θέλουμε ανθεκτικότητα σε “χειρότερες περιπτώσεις” (worst-case scenarios).
- Επιθυμούμε να εξασφαλίσουμε λειτουργική ασφάλεια σε κρίσιμες υποδομές.

Παράδειγμα εφαρμογής: Σχεδιασμός συστήματος μεταφοράς ενέργειας που αντέχει σε ακραία καιρικά φαινόμενα χωρίς διακοπή λειτουργίας.^[37]

4.4.3 Ενσωμάτωση Μηχανικής Μάθησης

Η τεχνητή νοημοσύνη και κυρίως η μηχανική μάθηση (Machine Learning) έχει αρχίσει να ενσωματώνεται ενεργά στα συστήματα μοντελοποίησης.^[38] Χρησιμοποιείται σε:

- Πρόβλεψη τιμών αγοράς και φορτίου (π.χ. μέσω neural networks, random forests).
- Βελτιστοποίηση σε πραγματικό χρόνο με adaptive μοντέλα.
- Κατηγοριοποίηση προφίλ καταναλωτών και πρόβλεψη συμπεριφοράς.
- Υβριδικά μοντέλα ML + MILP, όπου η μηχανική μάθηση προβλέπει κρίσιμες παραμέτρους που εισάγονται σε μοντέλα MILP.

Πλεονέκτημα: Δυνατότητα συνεχούς εκπαίδευσης και προσαρμογής σε μεταβαλλόμενα δεδομένα, ιδιαίτερα χρήσιμη σε αγορές υψηλής μεταβλητότητας.^{[39],[40]}

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 5: Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος

5.1 Τι είναι τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος (PPAs)

Τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος (Power Purchase Agreements) είναι μακροχρόνιες συμβάσεις αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ ενός παραγωγού ενέργειας (συνήθως από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας - ΑΠΕ) και ενός αγοραστή ή καταναλωτή (π.χ. εταιρείας, δήμου, οργανισμού κοινής ωφέλειας). Το PPA καθορίζει τους όρους υπό τους οποίους η ενέργεια θα παραδοθεί και θα τιμολογηθεί, παρέχοντας ασφάλεια τόσο στον παραγωγό (για τα έσοδά του) όσο και στον αγοραστή (για την προμήθεια και το κόστος ενέργειας).

Πρόκειται για εργαλεία-κλειδιά στη μετάβαση προς την πράσινη ενέργεια, καθώς εξασφαλίζουν τη χρηματοδότηση έργων ΑΠΕ και τη σταθεροποίηση των ταμειακών ροών και των δύο συμβαλλομένων μερών.^{[41],[42]}

Καθώς όμως, η αποτίμηση τέτοιου είδους συμβολαίων αποτελεί τον τελικό στόχο της παρούσας εργασίας, ιδιαίτερα χρήσιμη θα ήταν η κατανόηση του πώς δημιουργούνται τέτοιου είδους χρηματοοικονομικά προϊόντα.

5.2 Πώς Παράγονται τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος και Τι Αφορούν

Η δημιουργία ενός Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος (PPA) είναι μια πολύπλευρη διαδικασία που απαιτεί συνεργασία μεταξύ τεχνικών, νομικών και οικονομικών παραγόντων. Συγκεκριμένα, θα πρέπει να γίνει εκ βάθρων ανάλυση περί νομοθετικού πλαισίου, περί των πηγών παραγωγής της ηλεκτρικής ενέργειας, αλλά και της τιμολόγησης του προϊόντος. Το τελικό συμβόλαιο αποτυπώνει τις προδιαγραφές ενός ενεργειακού έργου και τις συμφωνίες μεταξύ των εμπλεκόμενων μερών — του παραγωγού και του αγοραστή.^[43]

5.2.1 Ρυθμιστικό και Νομικό Πλαίσιο

Το πρώτο βήμα για την παραγωγή ενός Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος είναι η ανάλυση του νομοθετικού πλαισίου που ισχύει στην εκάστοτε χώρα ή αγορά. Οι κανονισμοί καθορίζουν:

- Ποιοι μπορούν να υπογράψουν Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος.
- Πώς μεταφέρεται η ενέργεια.
- Ποιες υποχρεώσεις και φορολογικές ρυθμίσεις εφαρμόζονται.

Στην ΕΕ, τα PPA εντάσσονται στο πλαίσιο της απελευθερωμένης αγοράς και λειτουργούν συχνά χωρίς την παρεμβολή της δημόσιας ρυθμιστικής αρχής, αρκεί να μην παραβιάζουν τους όρους πρόσβασης στο δίκτυο.

5.2.2 Τεχνική Δομή και Πηγές Ενέργειας

Τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος συνάπτονται κυρίως για την παραγωγή ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ), όπως ηλιακά, αιολικά και υδροηλεκτρικά έργα.^[44] Οι τεχνικές προδιαγραφές περιλαμβάνουν:

- Σημείο παράδοσης και μετρητικής σύνδεσης.
- Διαθεσιμότητα παραγωγής και προβλέψεις.
- Εγγυήσεις ισχύος ή ποσότητας.
- Συχνότητα παράδοσης (ανά ώρα, ημέρα, μήνα)

5.2.3 Οικονομική Ανάλυση – Χρηματοδότηση

Η τιμολόγηση, η χρονική διάρκεια (συνήθως 7–12 έτη) και η μορφή της σύμβασης καθορίζουν τη δυνατότητα χρηματοδότησης ενός έργου. Οι τράπεζες αξιολογούν τα έσοδα του παραγωγού βάσει του Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος για να εγκρίνουν δανεισμό. Έτσι, αυτό λειτουργεί ως «εγγυητής εσόδων».[45]

Αφού αναλύσαμε διεξοδικά τα στάδια που ακολουθούνται για την κατασκευή ενός τέτοιου προϊόντος, ιδιαίτερης σημασίας αποτελεί ο διαχωρισμός αυτών των προϊόντων ανάλογα με τα χαρακτηριστικά του.[46] Ο διαχωρισμός αυτός αποτελεί πολλές φορές παράγοντα μεταβολής των παραπάνω αναλύσεων περί ρυθμιστικού πλαισίου, τεχνικών προδιαγραφών και αποτίμησης, οπότε δεν μπορεί να παραληφθεί.

Τέλος, αξίζει να αναφέρουμε τις διαφορετικές μορφές τιμολόγησης αυτών των προϊόντων, οι οποίες μπορεί να διαφέρουν ανάλογα με το αν τα συμβόλαια αυτά αντιμετωπίζονται ως παράγωγα προϊόντα, αν μας ενδιαφέρει η ανάλυση της παρούσας ή μελλοντικής αξίας τους κ.λπ.

Στην παρούσα εργασία ωστόσο, και συγκεκριμένα στο πειραματικό μέρος δεν θα προβούμε σε εκτενή και ιδιαίτερα πολύπλοκη τιμολογιακή ανάλυση.

5.3 Είδη και Δομές Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος

Τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος δεν έχουν ενιαία μορφή. Ανάλογα με την αγορά, τον τύπο του έργου, και τη στρατηγική των μερών, τα συμβόλαια μπορεί να διαφέρουν σημαντικά.[47],[48] Τα βασικά είδη περιλαμβάνουν:

- Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος Φυσικής Παράδοσης (Physical PPAs)
Ο παραγωγός παραδίδει ενέργεια στον αγοραστή μέσω του δικτύου μεταφοράς. Ο αγοραστής έχει φυσική πρόσβαση στην ενέργεια και τη χρησιμοποιεί για δική του κατανάλωση ή τη μεταπωλεί. Χαρακτηριστικά:
 - Περιλαμβάνει ρυθμίσεις για απώλειες μεταφοράς.
 - Συνοδεύεται από συμψηφισμό με τη ζήτηση του καταναλωτή.
 - Απαιτεί συμφωνία με τον Διαχειριστή Συστήματος (π.χ. ΑΔΜΗΕ στην Ελλάδα).
- Χρηματοοικονομικά Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος (Virtual PPAs)
Η ενέργεια δεν μεταφέρεται πραγματικά. Ο παραγωγός πουλά την ενέργεια στην αγορά, και ο αγοραστής λαμβάνει τη διαφορά ανάμεσα στην προσυμφωνημένη τιμή PPA και την τιμή αγοράς.
 - Μορφή χρηματοοικονομικού παραγώγου.
 - Δημοφιλές σε μεγάλες πολυεθνικές με πολλαπλά σημεία κατανάλωσης.
 - Δεν επηρεάζεται από γεωγραφικά εμπόδια.
- 5.3.3 Επιτόπιο Συμβόλαιο Αγοραπωλησίας Ηλεκτρικής Ενέργειας και Συμβόλαιο Αγοραπωλησίας Ηλεκτρικής Ενέργειας με απομακρυσμένη εγκατάσταση παραγωγής (Onsite & Offsite PPAs)
 - Επιτόπιο PPA: Παραγωγή και κατανάλωση στον ίδιο χώρο (π.χ. φωτοβολταϊκά σε εργοστάσιο).[49]
 - PPA με Απομακρυσμένη εγκατάσταση παραγωγής: Παραγωγή σε άλλη περιοχή – απαιτεί μεταφορά και διανομή ενέργειας.

5.4 Αναλυτική Τιμολόγηση των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος

Η επιλογή μεθόδου τιμολόγησης είναι στρατηγικής σημασίας και βασίζεται σε παραμέτρους όπως:

- Προφίλ κατανάλωσης του αγοραστή.
- Στάθμη κινδύνου που είναι διατεθειμένος να αναλάβει.
- Εξέλιξη της αγοράς (π.χ. ελεύθερη ή ρυθμιζόμενη).

5.4.1 Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος Προκαθορισμένης Τιμής (Fixed Price PPAs)

Ορίζεται μια σταθερή τιμή για όλη τη διάρκεια του συμβολαίου. Παρέχει:

- Απόλυτη ασφάλεια εσόδων για τον παραγωγό.
- Σταθερότητα κόστους για τον αγοραστή.

Ωστόσο, σε περιόδους με πτωτικές τιμές αγοράς, ενδέχεται να οδηγήσει σε υπερτιμολόγηση.

5.4.2 Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος Μεταβλητής Τιμής (Market-Indexed ή Floating Price PPAs)

Η τιμή καθορίζεται ως:

$$\text{Τελική Τιμή PPA} = P_{\text{spot}} + \Delta$$

όπου:

- P_{spot} : τιμή αγοράς (π.χ. DAM, intraday),
- Δ : premium ή έκπτωση βάσει συμφωνίας.

Η μέθοδος αυτή ενσωματώνει μεταβλητότητα αγοράς και είναι ιδανική για καταναλωτές με δυναμικά φορτία.

5.4.3 Υβριδικές Δομές/Προσαρμογές

Συνδυάζουν fixed και indexed συστατικά:

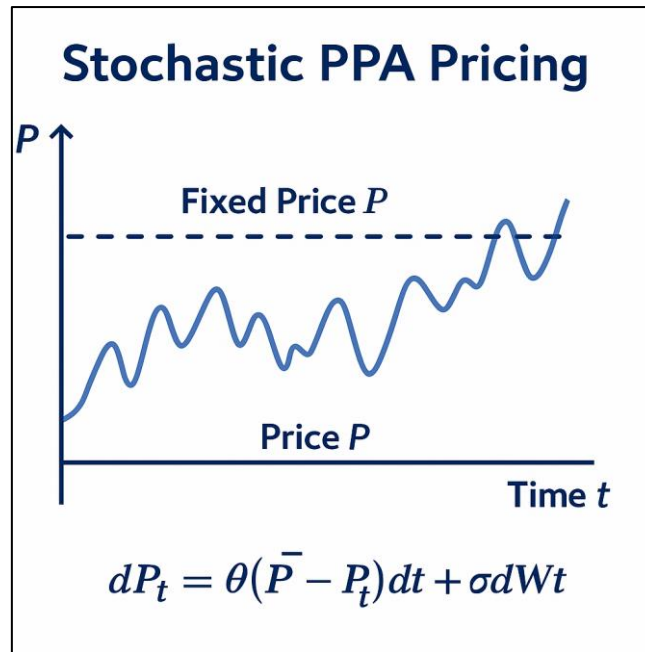
- Π.χ. 70% της ενέργειας σε fixed τιμή, 30% σε indexed.
- Προσφέρουν ισορροπία μεταξύ ασφάλειας και δυνατότητας εκμετάλλευσης της αγοράς.

5.5 Μαθηματική και Οικονομική Μοντελοποίηση των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος

Η μοντελοποίηση των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος (PPAs) επιτρέπει τη ποσοτική ανάλυση του ρίσκου, της απόδοσης και της τιμολόγησης που συνδέονται με τέτοιου τύπου συμβόλαια.^[50] Επειδή τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος συνιστούν πολυετείς δεσμεύσεις μεταξύ παραγωγών και αγοραστών ενέργειας, η ακριβής πρόβλεψη και αποτίμηση των επιπτώσεών τους είναι κρίσιμη τόσο για επενδυτικούς σκοπούς όσο και για τη διαχείριση κινδύνων.

5.5.1 Στοχαστική τιμολόγηση

Ένα Ενεργειακό Συμβόλαιο Ισχύος μπορεί να αντιμετωπιστεί ως παράγωγο προϊόν που αποτιμάται με βάση την εξέλιξη των τιμών της ενέργειας στην αγορά. Η τιμή της ενέργειας P_t θεωρείται στοχαστική



Εικόνα 7: Διαγραμματική αναπαράσταση Στοχαστικής Τιμολόγησης Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος (Δημιουργία με την χρήση Τεχνητής Νοημοσύνης)

μεταβλητή που ακολουθεί μία διαδικασία τύπου Geometric Brownian Motion ή Mean-Reverting Process:

$$dP_t = \mu P_t dt + \sigma P_t dW_t$$

ή

$$dP_t = \theta(\bar{P} - P_t)dt + \sigma P_t dW_t$$

Όπου:

- μ : αναμενόμενη απόδοση (drift),
- σ : διακύμανση τιμών (volatility),
- W_t : διαδικασία Wiener (τυχαίο μέρος),
- θ : ρυθμός επαναφοράς στην μέση τιμή $\bar{P}$.

Η αποτίμηση βασίζεται σε προσδοκώμενες τιμές, που ενσωματώνουν προσαρμογές για ρίσκο (risk premium).

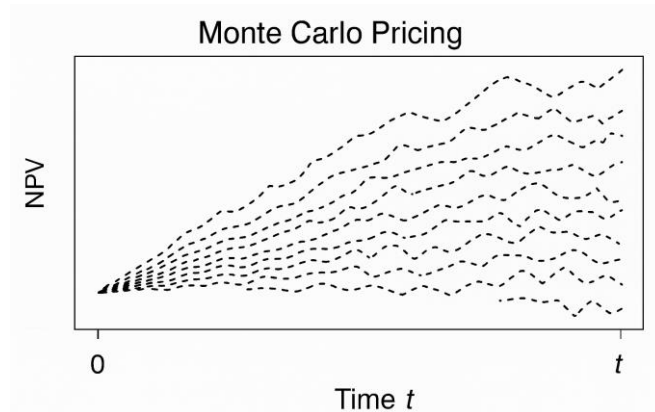
5.5.2 Ανάλυση Παρούσας Αξίας και Τιμολόγηση με Monte Carlo

Η συνολική αξία ενός Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος μπορεί να εκτιμηθεί μέσω της παρούσας αξίας των μελλοντικών καθαρών ταμειακών ροών:

$$V = \sum_{t=1}^T \frac{(P_{PPA} - P_{spot,t})Q_t}{(1+r)^t}$$

Όπου:

- P_{PPA} : η συμφωνηθείσα τιμή ανά μονάδα ενέργειας,
- $P_{spot,t}$: η πραγματική spot τιμή αγοράς στη χρονική στιγμή t ,
- Q_t : η ποσότητα ενέργειας που παραδίδεται,
- r : προεξοφλητικό επιτόκιο.



Εικόνα 8: Διαγραμματική αναπαράσταση Τιμολόγησης Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος με την χρήση της Μεθόδου Monte Carlo (Δημιουργία με την χρήση εργαλείου Τεχνητής Νοημοσύνης)

Για την ακριβή προσομοίωση του πραγματικής παρούσας τιμής , εφαρμόζεται η μέθοδος Monte Carlo, με πολλαπλές τυχαίες διαδρομές για το μελλοντικό προφίλ τιμών.^[51]

5.5.3 Οικονομικά Μοντέλα

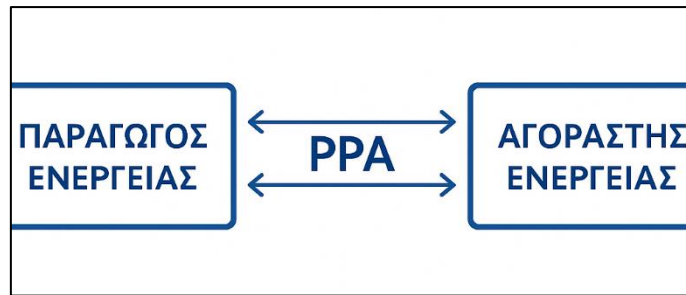
Για τον προσδιορισμό της επίδρασης μακροοικονομικών και ενεργειακών μεταβλητών στην αξία των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος χρησιμοποιούνται οικονομικά μοντέλα όπως:

- Παλινδρόμηση πολλαπλών μεταβλητών (Multiple Linear Regression):

$$P_{spot} = \beta_0 + \beta_1 \text{Brent Price} + \beta_2 \text{CO}_2 + \beta_3 \text{Demand} + \varepsilon$$

Όπου :

- β_0 :
 - Το σταθερό μέλος (intercept) της εξίσωσης.
 - Αντιπροσωπεύει την τιμή της πραγματικής παρούσας αξίας όταν όλες οι ανεξάρτητες μεταβλητές είναι μηδενικές.
 - Δηλαδή η «βάση» της spot τιμής χωρίς καμία επίδραση.
- β_1 :
 - Ο συντελεστής επίδρασης της τιμής του πετρελαίου Brent.
 - Δείχνει πόσο αλλάζει η spot τιμή ενέργειας για κάθε μία μονάδα αύξησης της τιμής Brent (π.χ. \$/βαρέλι).
- β_2 :
 - Ο συντελεστής επίδρασης των τιμών δικαιωμάτων εκπομπών CO₂.
 - Δείχνει τη μεταβολή στη spot τιμή ανά αύξηση 1 μονάδας (€/τόνος CO₂).
- β_3 :
 - Ο συντελεστής της ζήτησης (Demand).
 - Δείχνει πώς επηρεάζεται η τιμή ενέργειας από αλλαγές στη ζήτηση (π.χ. ανά MWh κατανάλωσης).
- ε ή sigma/σφάλμα:
 - Ο στοχαστικός όρος σφάλματος (residual).



Εικόνα 9: Διαγραμματική αναπαράσταση σχέσης μεταξύ Παραγωγού και Αγοραστή μέσω ενός Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος (Δημιουργία με την χρήση Τεχνητής Νοημοσύνης)

- Περιλαμβάνει όλους τους παράγοντες που επηρεάζουν την τιμή και δεν περιλαμβάνονται στο μοντέλο.
- Δηλώνει τυχαίες αποκλίσεις και μη προβλέψιμες επιρροές.
- Panel Data Models για πολλαπλές γεωγραφικές αγορές.
- ARIMA/GARCH για πρόβλεψη μεταβλητότητας και τιμών.

Καθώς αντιλαμβανόμαστε ότι τα ενεργειακά συμβόλαια ισχύος αποτελούν στην ουσία επενδυτικά χρηματοοικονομικά παράγωγα, θα πρέπει να εξετάσουμε τα θετικά και τα αρνητικά της αγοράς τέτοιων προϊόντων, προκειμένου να είμαστε σε θέση να γνωρίζουμε σε πρώτο βαθμό και να προσπαθούμε να διαχειριζόμαστε/περιορίζουμε το ρίσκο της επένδυσής μας.^{[52],[53]}

5.6 Πλεονεκτήματα και Μειονεκτήματα των Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος

➤ Πλεονεκτήματα

Για τους παραγωγούς:

- Εξασφαλισμένο εισόδημα μέσω μακροχρόνιας συμφωνίας.
- Δυνατότητα χρηματοδότησης νέων ΑΠΕ έργων (bankability).
- Μείωση έκθεσης στην αστάθεια της αγοράς.

Για τους αγοραστές:

- Σταθεροποίηση κόστους ενέργειας (hedging).
- Ενίσχυση εταιρικής κοινωνικής ευθύνης μέσω «πράσινων συμβολαίων».
- Ευελιξία στη διαμόρφωση του ενεργειακού χαρτοφυλακίου.

➤ Μειονεκτήματα

Για τους παραγωγούς:

- Κλείδωμα τιμής: περιορισμένη δυνατότητα αξιοποίησης υψηλών αγοραίων τιμών.
- Ρήτρες μη συμμόρφωσης (π.χ. ελάχιστη παραγόμενη ενέργεια).

Για τους αγοραστές:

- Κίνδυνος υπερτίμησης σε συνθήκες χαμηλών spot τιμών.
- Νομική πολυπλοκότητα και κόστος σύναψης.
- Ενδεχόμενο ρίσκο εφοδιασμού (σε περίπτωση offsite PPAs με περιορισμένη αξιοπιστία).

3. Μαθηματικά Μοντέλα και Μεθοδολογία Κατασκευής Προσομοίωσης Μεσοπρόθεσμης Τιμολόγησης Ηλεκτρικής Ενέργειας

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 6: Πρόβλεψη τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε ετήσια βάση με την χρήση καμπυλών προθεσμιακών τιμών

6.1 Εισαγωγή και Στόχος Εργασίας

Η απελευθέρωση των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας σε πολλές χώρες έχει οδηγήσει στην ανάπτυξη χρηματοοικονομικών αγορών όπου οι παραγωγοί, οι καταναλωτές και οι έμποροι μπορούν να αντισταθμίσουν τον κίνδυνο τιμών μέσω συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης.^[54] Οι συμμετέχοντες μπορούν να διαπραγματεύονται μηνιαία, τριμηνιαία και ετήσια συμβόλαια. Ωστόσο, για την αξιολόγηση επενδύσεων, την αποτίμηση παραγών και την ανάλυση κινδύνου, απαιτείται μια συνεχής καμπύλη προθεσμιακών τιμών.

Η παρούσα διπλωματική εργασία, εστιάζει στη δημιουργία μιας τέτοιας καμπύλης χρησιμοποιώντας παρατηρήσεις από την αγορά και εφαρμόζοντας μια διαδικασία εξομάλυνσης που ενσωματώνει τις αρχές της αρμονικής ανάλυσης. Η μέθοδος λαμβάνει υπόψη τις περιόδους έλλειψης ρευστότητας και επιτρέπει τον υπολογισμό τιμών για χρονικά σημεία μεταξύ των διαθέσιμων συμβολαίων.

Η προσέγγιση αυτή δεν είναι μόνο χρήσιμη για τους διαχειριστές χαρτοφυλακίων και τους επενδυτές, αλλά και για τις ρυθμιστικές αρχές και τις επιχειρήσεις κοινής ωφελείας που χρειάζονται προβλέψεις τιμών για σκοπούς προγραμματισμού και ανάλυσης κινδύνου.^[55]

6.2 Προθεσμιακά και Συμβόλαια Μελλοντικής Εκπλήρωσης

Τα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures) ηλεκτρικής ενέργειας βασίζονται στις αναμενόμενες μέσες τιμές ενέργειας για συγκεκριμένες περιόδους. Οι βασικοί τύποι συμβολαίων περιλαμβάνουν:

- Μηνιαία (monthly)
- Τριμηνιαία (quarterly)
- Ετήσια (yearly)

Οι τιμές καθορίζονται βάσει της προσφοράς και της ζήτησης των συμμετεχόντων στην αγορά και αντικατοπτρίζουν τις προσδοκίες για τη μελλοντική εξέλιξη των τιμών άμεσης παράδοσης.

Οι τιμές αυτές όμως δεν επαρκούν από μόνες τους για λεπτομερή ανάλυση, καθώς παρέχουν περιορισμένη χρονική ανάλυση. Έτσι, η ανάγκη για κατασκευή προθεσμιακής καμπύλης σε πιο πυκνή χρονική κλίμακα είναι κρίσιμη για την αποτίμηση προϊόντων, τη διαχείριση ρίσκου και τη στρατηγική τοποθέτηση στην αγορά.^[56]

Η μέθοδος που προτείνεται για την κατασκευή καμπυλών βασίζεται σε δύο στάδια:

- **Τιμολόγηση Συμβολαίων:** Οι παρατηρούμενες τιμές futures καθορίζουν μέσες τιμές για συγκεκριμένες χρονικές περιόδους. Αυτές οι τιμές παρέχουν τα σημεία αναφοράς (anchor points) για την καμπύλη.
- **Εξομάλυνση :** Χρησιμοποιείται εξομάλυνση των ιστορικών τιμών ενέργειας

Η τεχνική εξομάλυνσης λαμβάνει υπόψη τη μεταβλητότητα της αγοράς και προσαρμόζεται ώστε να περιορίσει την υπερεκτίμηση ή την υποεκτίμηση για χρονικές περιόδους χωρίς ενεργές συναλλαγές.^[57]

Η διαδικασία επιτρέπει την κατασκευή ημερήσιων ή εβδομαδιαίων τιμών από δεδομένα μηνιαίων ή τριμηνιαίων futures, παρέχοντας έτσι ένα εργαλείο υψηλής ανάλυσης για την τιμολόγηση και αξιολόγηση προϊόντων.

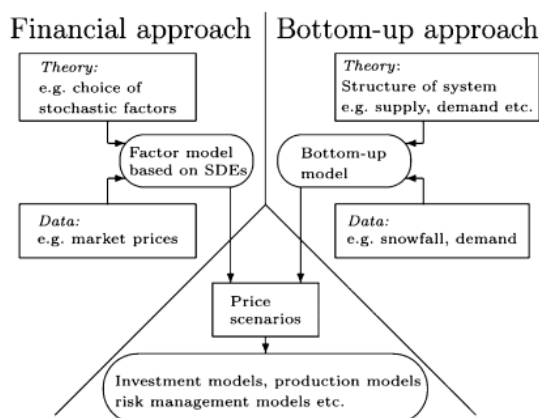
Οι τιμές των προθεσμιακών συμβολαίων (forwards) και των συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης (futures) στα εμπορεύματα συνιστούν βασικό μηχανισμό πληροφόρησης για στρατηγικές και επιχειρησιακές επιλογές. Παρ' όλα αυτά, η καμπύλη προθεσμιακών τιμών (Price Forward Curve) που είναι δυνατόν να παρατηρηθεί σε μια δεδομένη χρονική στιγμή προκύπτει από περιορισμένο πλήθος προϊόντων, ανεξαρτήτως του επιπέδου ρευστότητας της αγοράς. Ακόμη και σε ιδιαίτερα ανεπτυγμένες χρηματοπιστωτικές αγορές, όπως εκείνη των ομολόγων, παρατηρείται συχνά έλλειψη του κατάλληλου προϊόντος που να ανταποκρίνεται στις ανάγκες αποτίμησης. Έτσι, προκύπτει η απαίτηση υπολογισμού τιμών για περισσότερους χρονικούς ορίζοντες λήξης από αυτούς που πραγματικά προσφέρονται στην αγορά.

Η μεθοδολογική επιλογή του αναλυτή εξαρτάται από το επιδιωκόμενο επίπεδο ακρίβειας. Μπορεί να επιλέξει είτε παρεμβολή μεταξύ των διαθέσιμων τιμών είτε τη χρήση ομαλών συναρτησιακών μορφών μέσω τεχνικών παλινδρόμησης. Οι προσεγγίσεις αυτές είναι συνήθως αποτελεσματικές σε ώριμες αγορές με ικανοποιητική ρευστότητα. Στον τομέα της ηλεκτρικής ενέργειας, ωστόσο, ούτε η ωριμότητα ούτε η επαρκής ρευστότητα χαρακτηρίζουν την αγορά, καθώς πρόκειται για έναν σχετικά νέο χώρο όπου πολλά προϊόντα εμφανίζουν περιορισμένο όγκο συναλλαγών. Συνεπώς, η ενσωμάτωση πρόσθετης πληροφορίας καθίσταται αναγκαία.^[58]

Προκειμένου λοιπόν να αντιμετωπιστούν τα ως άνω περιγραφόμενα εμπόδια στο πλαίσιο της παρούσας εργασίας προτείνεται μια ενοποιημένη μεθοδολογική προσέγγιση που συνδυάζει ιστορικά δεδομένα της αγοράς επόμενης ημέρας με προβλέψεις μελλοντικών συμβολαίων εκπλήρωσης, ώστε να παράγονται ωριαίες προθεσμιακές τιμές μέσω ομαλής καμπύλης προθεσμιακών τιμών. Το πλαίσιο υλοποιείται ως τετραγωνικό πρόγραμμα με όρια προσφοράς και ζήτησης, διασφαλίζοντας ομαλότητα και εποχικότητα στην καμπύλη.

Τα συμβόλαια μελλοντικής εκπλήρωσης (futures) και προθεσμιακών τιμών (forwards) μπορούν να αποτελέσουν αντικείμενο συναλλαγής τόσο σε οργανωμένες χρηματοοικονομικές αγορές όσο και εξωχρηματιστηριακά (OTC). Σε αντίθεση με άλλα ενεργειακά εμπορεύματα, όπως το πετρέλαιο και το φυσικό αέριο, η ηλεκτρική ενέργεια αποτελεί προϊόν συνεχούς ροής. Αυτό συνεπάγεται

ότι η παράδοση αντιστοιχεί σε μια περίοδο με σταθερή – ή ντετερμινιστικά μεταβαλλόμενη – παροχή ισχύος και όχι σε ένα μεμονωμένο χρονικό σημείο. Επομένως, ένα συμβόλαιο μελλοντικής εκπλήρωσης ή προθεσμιακό συμβόλαιο μπορεί να ιδωθεί ως συνδυασμός βασικών προθεσμιακών συμβολαίων, καθένα εκ των οποίων σχετίζεται με διαφορετική χρονική στιγμή μέσα στην περίοδο παράδοσης. Συγκεκριμένα, οι χρονικές στιγμές αντιστοιχούν στις επιμέρους ώρες της ημέρας, καθώς το υποκείμενο προϊόν αυτών των συμβολαίων είναι η ωριαία τιμή άμεσης παράδοσης της αγοράς επόμενης ημέρας (day-ahead market).^[59]



Εικόνα 20: Διάγραμμα συνδυασμού Χρηματοοικονομικής και Bottom up προσέγγισης για την τιμολόγηση συμβολαίων ενέργειας (Constructing Forward Price Curves in Electricity Markets, 2003, Fleten & Lemming)

6.3 Μαθηματική διατύπωση Μοντέλου

Για την κατασκευή του συγκεκριμένου μοντέλου η παρούσα διπλωματική εμπνεύστηκε από ένα απλοποιημένο μοντέλο βελτιστοποίησης με στόχο τη δημιουργία μιας αξιόπιστης καμπύλης προθεσμιακών τιμών, αξιοποιώντας πληροφορίες από την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Αρχικά, ιδιαίτερα σημαντική είναι η παραδοχή ότι τα δεδομένα προσφοράς και ζήτησης αποτελούν θεμελιώδες σημείο αναφοράς, γι' αυτό και επιβάλλεται περιορισμός που συνδέει τις τιμές που προκύπτουν από τη διαδικασία βελτιστοποίησης με τις τιμές που παρατηρούνται στην αγορά.^[60]

Αρχικά, λοιπόν θα παρουσιαστεί το εν λόγω μοντέλο βελτιστοποίησης, ενώ στην συνέχεια θα περιγραφούν και οι παραδοχές σύμφωνα με τις οποίες διαμορφώθηκε το τελικό μαθηματικό μοντέλο το οποίο και χρησιμοποιήθηκε για την κατασκευή των καμπυλών προθεσμιακών τιμών.

Έστω f_t η ωριαία τιμή ενός συμβολαίου προθεσμιακών τιμών και $F(T_1, T_2)$ η προθεσμιακή τιμή με περίοδο παράδοσης στο διάστημα $[T_1, T_2]$. Το συγκεκριμένο συμβόλαιο μπορεί να εκφραστεί ως συνδυασμός των βασικών τιμών f_t :

$$F(T_1, T_2) = \sum_{t=T_1}^{T_2} \frac{1}{\sum_{t=T_1}^{T_2} e^{-rt}} \sum_{t=T_1}^{T_2} e^{-rt} f_t$$

Όπως μαρτυρά η παραπάνω ισότητα, η τιμή $F(T_1, T_2)$ είναι ένας σταθμισμένος μέσος όρος των επιμέρους προθεσμιακών τιμών στο συγκεκριμένο διάστημα. Επειδή στην πραγματικότητα η αγορά παρέχει όχι ακριβείς τιμές αλλά εύρη προσφοράς και ζήτησης, η παραπάνω σχέση μετατρέπεται σε ανισότητα:

$$F(T_1, T_2)_{bid} \leq \sum_{t=T_1}^{T_2} \frac{1}{\sum_{t=T_1}^{T_2} e^{-rt}} \sum_{t=T_1}^{T_2} e^{-rt} f_t \leq F(T_1, T_2)_{ask}$$

Το συγκεκριμένο μοντέλο αυτό εφαρμόζεται σε ωριαία ανάλυση, εξασφαλίζοντας ότι οι παραγόμενες τιμές τηρούν τις συνθήκες της αγοράς. Ένα δεύτερο κριτήριο σχετίζεται με τον βαθμό ευελιξίας της βελτιστοποίησης, ο οποίος εξαρτάται από το εύρος προσφοράς/ζήτησης και από τα μεγάλα χρονικά διαστήματα στα άκρα της καμπύλης. Στόχος είναι να αξιοποιηθεί η πληροφορία που εμπεριέχουν οι προβλέψεις για την εποχικότητα, επιδιώκοντας μια καμπύλη με αντίστοιχο μοτίβο.

Η διαδικασία αυτή αποτυπώνεται σε μια αντικειμενική συνάρτηση ελαχίστων τετραγώνων με περιορισμούς, η οποία μειώνει τις διαφορές ανάμεσα στις ιστορικές τιμές ενέργειας και τις τιμές πρόβλεψης, λαμβάνοντας υπόψη το εύρος προσφοράς και ζήτησης.^{[61],[62]}

Επιπλέον, επειδή αναμένεται οι τιμές συμβολαίων με κοντινές ημερομηνίες παράδοσης να μην αποκλίνουν σημαντικά, προστίθεται ένας όρος εξομάλυνσης που αποτρέπει απότομες μεταβολές στην καμπύλη (π.χ. από καλοκαίρι σε χειμώνα). Έτσι, η τελική μορφή του μοντέλου δίνεται ως εξής:

$$Z = \text{Minimize} \left[\sum_{t=1}^T (f_t - B_t)^2 + \lambda \sum_{t=2}^{T-1} (f_{t-1} + 2f_t + f_{t+1})^2 \right]$$

s.t

$$F(T_1, T_2)_{bid} \leq \sum_{t=T_1}^{T_2} \frac{1}{\sum_{t=T_1}^{T_2} e^{-rt}} \sum_{t=T_1}^{T_2} e^{-rt} f_t$$

$$F(T_1, T_2)_{ask} \geq \sum_{t=T_1}^{T_2} \frac{1}{\sum_{t=T_1}^{T_2} e^{-rt}} \sum_{t=T_1}^{T_2} e^{-rt} f_t$$

Όπου:

- $F(T_1, T_2)_{bid}$: τιμή προσφοράς του προϊόντος
- $F(T_1, T_2)_{ask}$: τιμή ζήτησης του προϊόντος
- B : η τιμή του μοντέλου πρόβλεψης (Day-Ahead Market)
- T_1 : εκκίνηση της περιόδου παράδοσης του προϊόντος
- T_2 : λήξη της περιόδου παράδοσης του προϊόντος
- f_t : η προθεσμιακή τιμή του συμβολαίου με περίοδο ωρίμανσης t

Ωστόσο, στην εν λόγω εργασία θα εξετάσουμε προϊόντα τέτοιου τύπου που έχουν περίοδο ωρίμανσης ενός έτους, ενώ οι περιορισμοί που θα θέσουμε αφορούν

τιμές των ζήτησης και προσφοράς των προθεσμιακών τιμών σε επίπεδο βασικού, αλλά και δεδομένων φορτίου αιχμής. Αυτό έχει ως αποτέλεσμα το ως άνω διατυπωμένο πρόβλημα να απλουστεύεται όσον αφορά τους περιορισμούς, οι οποίοι τελικά διατυπώνονται ως εξής:

$$\begin{aligned} \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T f_t &\leq F(0, T)_{ask} = B_b^{Ask} \\ \frac{1}{T} \sum_{t=0}^T f_t &\geq F(0, T)_{bid} = B_b^{Bid} \\ \frac{1}{T_2 - T_1} \sum_{t=T_1}^{T_2} f_t &\leq F(T_1, T_2)_{ask} = B_p^{Ask} \\ \frac{1}{T_2 - T_1} \sum_{t=T_1}^{T_2} f_t &\geq F(T_1, T_2)_{bid} = B_p^{Bid} \end{aligned}$$

Όπου:

- b: βασικό φορτίο (baseload)
- p: φορτίο αιχμής (peakload)

Όπως μπορεί να γίνει αντιληπτό και από τις ανισότητες των παραπάνω περιορισμών, στην περίπτωση του φορτίου αιχμής, οι περιορισμοί εξετάζουν συγκεκριμένα χρονικά διαστήματα μέσα στην ημέρα καθώς το φορτίο αιχμής εντοπίζεται από τις 12μ.μ. μέχρι και τις 8μ.μ κάθε ημέρας για ένα ημερολογιακό έτος, δηλαδή ένα συνολικό διάστημα 8760 ωρών.

Ακόμα, στην περίπτωση του baseload εξετάζουμε κάθε ώρα της ημέρας και επομένως για την συγκεκριμένη διατύπωση του προβλήματος ο πρώτος παράγοντας της ανισότητας αποτελεί έναν απλό μεσοσταθμικό μέσο όρο με $T=8760$, όσες και οι ώρες που περιέχονται σε ένα ημερολογιακό έτος.

Στην συγκεκριμένη εργασία ωστόσο, τα αποτελέσματα που θα εξαχθούν από το συγκεκριμένο μοντέλο βελτιστοποίησης σε ετήσια βάση δεν θα χρησιμοποιηθούν απλά για την αποτίμηση κάποιου συμβολαίου προθεσμιακών τιμών, αλλά για την πρόβλεψη των τιμών ενέργειας σε ωριαία βάση για ένα έτος των χωρών, των οποίων τα ιστορικά δεδομένα τιμών ηλεκτρικής ενέργειας της αγοράς επόμενης ημέρας θα εισάγουμε σαν δεδομένα.

Ωστόσο, τα αποτελέσματα της ανάλυσης αυτής θα επιτελέσουν έναν ακόμα πολύ σημαντικό ρόλο, αφού μέσω της εισαγωγής τους σαν μια χρονοσειρά τιμών εισαγωγών/εξαγωγών ηλεκτρικής ενέργειας σε ωριαία βάση με τις γείτονες χώρες, θα βοηθήσουν στην τελική αποτίμηση της πραγματικής αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας που χρειάζεται το σύστημά μας για να βρίσκεται σε ισορροπία από την πλευρά των ανανεώσιμων μορφών.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 7: Παραγωγή Μοντέλου Βελτιστοποίησης Ενεργειακού Μείγματος με την χρήση Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (MILP)

7.1 Εισαγωγή

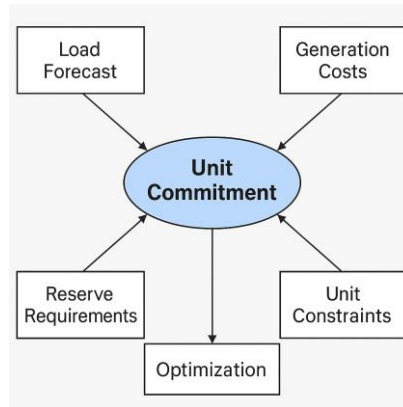
Η αγορά ηλεκτρικής ενέργειας, ιδιαίτερα μετά την απελευθέρωση και απορρυθμίση της σε πολλές χώρες, απαιτεί λεπτομερή και βέλτιστο προγραμματισμό της παραγωγής ώστε να διασφαλίζεται η κάλυψη της ζήτησης σε κάθε χρονική στιγμή. Η ηλεκτρική ενέργεια, σε αντίθεση με άλλα εμπορεύματα, δεν μπορεί να αποθηκευτεί μαζικά με οικονομικά αποδοτικό τρόπο. Επομένως, η παραγωγή πρέπει να προγραμματίζεται με ακρίβεια για να ταιριάζει στη ζήτηση σε πραγματικό χρόνο.^[63]

Η ένταξη μονάδων παραγωγής (Unit Commitment) είναι ένας κεντρικός μηχανισμός αυτού του προγραμματισμού. Η ένταξη μονάδων παραγωγής καθορίζει ποιες μονάδες παραγωγής θα είναι σε λειτουργία σε κάθε χρονική στιγμή, με βάση τεχνικά και οικονομικά κριτήρια. Είναι ζωτικής σημασίας για την αξιοπιστία και τη σταθερότητα του ενεργειακού συστήματος, ενώ παράλληλα επιδιώκει τη μείωση του κόστους λειτουργίας. Μέσω του προγραμματισμού ένταξης μονάδων παραγωγής διασφαλίζεται ότι υπάρχει επαρκής ισχύς σε εφεδρεία, ότι η ζήτηση ικανοποιείται συνεχώς και ότι τηρούνται οι λειτουργικοί περιορισμοί των μονάδων και του δικτύου.

Στην παρούσα εργασία, ο συγκεκριμένος τύπος προβλήματος θα μοντελοποιηθεί παίρνοντας την σκυτάλη, και παράλληλα χρησιμοποιώντας ως δεδομένα εισαγωγής πληροφορία από τις Καμπύλες Προθεσμιακών Τιμών που έχουν αναπτυχθεί, προκειμένου συνδυαστικά να μας δώσουν την απαραίτητη πληροφορία που θα επιλύσει και το τελικό μας πρόβλημα που είναι η εύρεση της πραγματικής τιμής (Capture Value) της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγονται από ανανεώσιμες μορφές στο εν λόγω σύστημα.^{[64],[65]} Οι πραγματικές αυτές τιμές μπορούν στην συνέχεια να χρησιμοποιηθούν σαν πρωταρχικό εργαλείο για την τιμολόγηση Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος που έχουν κατασκευαστεί με αυτές τις τεχνικές προδιαγραφές, δηλαδή να συναλλάσσονται ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται από αυτές τις ανανεώσιμες μορφές παραγωγής.

7.2 Το Πρόβλημα που Επιλύει το πρόβλημα Ένταξης Μονάδων Παραγωγής (Unit Commitment)

Το βασικό πρόβλημα που έρχεται να επιλύσει ο προγραμματισμός ένταξης μονάδων παραγωγής σε ένα σύστημα είναι η ανάγκη επιλογής του κατάλληλου συνδυασμού μονάδων παραγωγής που θα λειτουργούν σε κάθε χρονική περίοδο, με τέτοιο τρόπο ώστε να καλύπτεται η ζήτηση στο ελάχιστο δυνατό κόστος και υπό τεχνικούς περιορισμούς. Η πολυπλοκότητα του προβλήματος αυξάνεται λόγω του μεγάλου αριθμού μονάδων, των τεχνικών περιορισμών (όρια ισχύος, δυνατότητα μεταβολής παραγόμενης ισχύος, ελάχιστος χρόνος



Εικόνα 31: Διάγραμμα περιγραφής προβλήματος Ένταξης Μονάδων Παραγωγής (Unit Commitment)
(Δημιουργία με την χρήση εργαλείου Τεχνητής Νοημοσύνης)

λειτουργίας/οβέσης), της ανάγκης διασφάλισης εφεδρειών και της αβεβαιότητας στη ζήτηση και στην παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές.

Πριν την καθιέρωση του προγραμματισμού ένταξης μονάδων παραγωγής, η κατανομή ισχύος γινόταν βάσει απλούστερων κανόνων προτεραιότητας, όπως π.χ. η σειρά με βάση το μεταβλητό κόστος. Αυτές οι μέθοδοι ήταν ανεπαρκείς για την κάλυψη των σύγχρονων απαιτήσεων λειτουργίας, καθώς δεν μπορούσαν να διαχειριστούν με ακρίβεια πολύπλοκους περιορισμούς μονάδων ή να ενσωματώσουν μεταβαλλόμενες συνθήκες της αγοράς και του δικτύου.^{[66],[67]} Ο προγραμματισμός ένταξης μονάδων παραγωγής εισάγει μια συστηματική και μαθηματικά θεμελιωμένη προσέγγιση, η οποία επιτρέπει βέλτιστες αποφάσεις για την εκκίνηση και απενεργοποίηση μονάδων στο πλαίσιο της αγοράς και της τεχνικής λειτουργίας του συστήματος.

7.3 Σημασία στη Λειτουργία της Αγοράς

Το πρόβλημα Ένταξης Μονάδων Παραγωγής (Unit Commitment) είναι θεμελιώδες για τη βέλτιστη λειτουργία των αγορών ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς επιτρέπει την εξασφάλιση ισορροπίας μεταξύ προσφοράς και ζήτησης, με ελαχιστοποίηση κόστους και σεβασμό στους τεχνικούς περιορισμούς των συστημάτων παραγωγής και δικτύου. Η αξία του έγκειται στο ότι επιτρέπει τον καθημερινό ενεργειακό προγραμματισμό, παρέχοντας ασφάλεια εφοδιασμού και αποδοτικότητα.

Σε αγορές με υψηλή διείσδυση ανανεώσιμων πηγών ενέργειας, το πρόβλημα προγραμματισμού ένταξης μονάδων παραγωγής αποκτά αυξημένη σημασία. Η στοχαστική φύση της παραγωγής από αιολικά και φωτοβολταϊκά συστήματα εισάγει υψηλή αβεβαιότητα, γεγονός που καθιστά αναγκαία την ενσωμάτωση στοχαστικών μεθόδων ή τεχνικών στιβαρής βελτιστοποίησης στο πλαίσιο της ένταξης μονάδων παραγωγής, ώστε να ενισχυθεί η αξιοπιστία του συστήματος.

Καθώς λοιπόν αντιλαμβανόμαστε την σημασία που διαδραματίζει ο ορθός προγραμματισμός ένταξης των μονάδων παραγωγής σε ένα σύστημα προκειμένου να εξασφαλιστεί η ομαλή του λειτουργία αλλά και η οικονομική του αποδοτικότητα, έχει τεράστια σημασία να αναλύσουμε διεξοδικά το πως λειτουργεί και το πως μπορεί να συσταθεί ένα τέτοιο μοντέλο προγραμματισμού.

7.4 Ορισμός και Γενική Μαθηματική Διατύπωση

Το πρόβλημα Ένταξης Μονάδων Παραγωγής (Unit Commitment) είναι ένα πρόβλημα βελτιστοποίησης, κατά το οποίο αποφασίζεται η ακολουθία εκκίνησης και παύσης λειτουργίας των διαθέσιμων μονάδων παραγωγής, καθώς και τα επίπεδα ισχύος που θα παράγουν.^{[68],[69],[70]} Η μαθηματική του διατύπωση ανήκει στην κατηγορία των μικτών ακέραιων γραμμικών προβλημάτων (MILP), με στόχο την ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής.

Ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους παραγωγής:

$$\min \sum_{t,g} (Cost_{start-up}^g s_t^g + Cost_{var}^g p_t^g)$$

Με τους περιορισμούς:

- **Ζήτηση:** $\sum_{t,g} p_t^g = D_t$
- **Όρια παραγωγής:** $u_g^t p_{min}^g \leq p_t^g \leq u_g^t p_{max}^g$
- **Δυνατότητα Μεταβολής Παραγόμενης Ισχύος:** $|p_t^g - p_{t-1}^g| \leq Ramp_{up/down}^g$
- **Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας/σβέσης:** ειδικοί ακέραιοι περιορισμοί

Σε ένα σύστημα παραγωγής ωστόσο, εκτός από τους παραπάνω περιορισμούς που έχουν να κάνουν κυρίως με συμβατικές μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας θα πρέπει να λάβουμε υπόψη και κάποια επιπλέον χαρακτηριστικά αυτού. Προκειμένου λοιπόν να βοηθήσουμε στην εξασφάλιση της οικονομικής αποδοτικότητας του εν λόγω συστήματος, χρησιμοποιούμε την τεχνολογία της αποκοπής των αιχμών ζήτησης (peak shaving) μειώνοντας σημαντικά τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας όταν αυτή έχει υψηλή ζήτηση, μέσω ουσιαστικά ενός ακόμα προγραμματισμού ένταξης, που αυτή την φορά όμως αποτελεί την υποχρεωτική έγχυση παραγωγής από υδροηλεκτρικές πηγές.

7.5 Αποκοπή Αιχμών Ζήτησης (Peak Shaving) μέσω Υδροηλεκτρικών Μονάδων Υποχρεωτικής Παραγωγής

Μία από τις πλέον κρίσιμες εφαρμογές στον βραχυχρόνιο σχεδιασμό της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας είναι η αποκοπή αιχμών ζήτησης (peak shaving), δηλαδή η εξομάλυνση ή μείωση των πολύ υψηλών τιμών ενέργειας που παρατηρούνται κατά τις ώρες μέγιστης κατανάλωσης. Η χρήση υδροηλεκτρικών μονάδων ως εργαλείο αποκοπής αιχμών ζήτησης είναι ιδιαίτερα διαδεδομένη σε αγορές με σημαντικούς υδρολογικούς πόρους.

Οι υδροηλεκτρικές μονάδες, και ιδιαίτερα όσες υπόκεινται σε καθεστώς υποχρεωτικής παραγωγής (mandatory hydro production), διαδραματίζουν κρίσιμο ρόλο στη διαμόρφωση της καμπύλης φορτίου. Οι εν λόγω μονάδες, λόγω της ικανότητάς τους για γρήγορη απόκριση και μηδενικού κόστους καυσίμου,

είναι ιδανικές για κάλυψη των αιχμών ζήτησης ή για τη μείωση των τιμών της αγοράς κατά τις ώρες με υψηλό οριακό κόστος.

Η στρατηγική αυτή εφαρμόζεται σε πολλές χώρες, συμπεριλαμβανομένης της Ελλάδας, όπου σε περιόδους αιχμής ενισχύεται η λειτουργία των υδροηλεκτρικών μονάδων για τη μείωση της πίεσης στο σύστημα.^{[71],[72],[73]} Το φαινόμενο αυτό έχει τόσο τεχνικές όσο και οικονομικές συνέπειες: αφενός, βελτιώνει την ασφάλεια του εφοδιασμού περιορίζοντας τη χρήση μονάδων αιχμής υψηλού κόστους, αφετέρου οδηγεί σε χαμηλότερες τιμές ενέργειας για τους συμμετέχοντες στην αγορά.

Ωστόσο, η υποχρεωτική λειτουργία των υδροηλεκτρικών μονάδων πρέπει να σχεδιάζεται προσεκτικά, λαμβάνοντας υπόψη υδρολογικούς περιορισμούς, περιβαλλοντικές δεσμεύσεις και την ανάγκη διατήρησης υδατικών αποθεμάτων για μελλοντική χρήση. Συνεπώς, οι πολιτικές αποκοπής αιχμών ζήτησης μέσω υδροηλεκτρικών πρέπει να ενσωματώνονται σε ένα ευρύτερο πλαίσιο βέλτιστου ενεργειακού σχεδιασμού, όπου λαμβάνονται υπόψη προβλέψεις ζήτησης, μεταβλητότητα από ΑΠΕ και στόχοι ενεργειακής ασφάλειας.

7.6 Σημασία και Πλεονεκτήματα στην Αγορά

Η χρήση υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής για αποκοπή αιχμών ζήτησης (peak shaving) έχει ευρεία εφαρμογή και προσφέρει σημαντικά οφέλη τόσο από οικονομική όσο και από λειτουργική σκοπιά. Πρώτον, συμβάλλει άμεσα στη μείωση των οριακών τιμών ενέργειας κατά τις ώρες αιχμής. Όταν η ζήτηση αυξάνεται απότομα, η αγορά οδηγείται στη χρήση μονάδων με υψηλό μεταβλητό κόστος, όπως οι μονάδες φυσικού αερίου. Η ενεργοποίηση φθηνότερων υδροηλεκτρικών μονάδων σε αυτές τις ώρες επιτρέπει την αντικατάσταση αυτών των ακριβών πόρων, μειώνοντας τις τελικές τιμές αγοράς.

Δεύτερον, επιτυγχάνεται αποφυγή χρήσης των λεγόμενων "μονάδων αιχμής" που συνήθως είναι οικονομικά ασύμφορες και λιγότερο αποδοτικές. Οι υδροηλεκτρικές μονάδες παρέχουν τη δυνατότητα κάλυψης αυτών των φορτίων αιχμής με μεγαλύτερη ταχύτητα και χαμηλότερο περιβαλλοντικό αποτύπωμα.

Τρίτον, τα υδροηλεκτρικά συμβάλλουν στην καλύτερη αξιοποίηση καθαρών πηγών ενέργειας. Λόγω του μηδενικού κόστους καυσίμου και των χαμηλών εκπομπών CO₂, η λειτουργία τους σε στιγμές υψηλής ζήτησης ενισχύει τον περιβαλλοντικά φιλικό χαρακτήρα του ενεργειακού μίγματος.

Τέταρτον, η ευελιξία και η ταχύτητα απόκρισης των υδροηλεκτρικών ενισχύουν την ασφάλεια εφοδιασμού και τη σταθερότητα του συστήματος. Σε περιπτώσεις διακυμάνσεων ζήτησης ή ξαφνικών απωλειών παραγωγής από ΑΠΕ, μπορούν να λειτουργήσουν ως άμεση εφεδρεία.

Τέλος, με τη σταθεροποίηση των τιμών ενέργειας και την αποφυγή ακραίων διακυμάνσεων, η συνολική οικονομική επιβάρυνση μετακυλιέται σε μικρότερο βαθμό στους καταναλωτές, με αποτέλεσμα να επιτυγχάνεται μείωση του μέσου κόστους αγοράς και προστασία του τελικού χρήστη.

Στην Ελλάδα, για παράδειγμα, η ΔΕΗ αξιοποιεί τα υδροηλεκτρικά συστήματα τόσο για καθημερινή κάλυψη αιχμών όσο και για υποστήριξη του συστήματος σε περιόδους υψηλής ζήτησης. Στο εξωτερικό, χώρες όπως η Νορβηγία και η Ελβετία, με ισχυρά υδροηλεκτρικά δίκτυα, ενσωματώνουν υποχρεωτικές ποσότητες υδροπαραγωγής στο ενεργειακό τους μείγμα με στόχο την αποφυγή ασταθειών και την προστασία των τιμών αγοράς.

Παρά τα οφέλη που έχει η χρήση της συγκεκριμένης τεχνολογίας/στρατηγικής δεν έρχεται άνευ προκλήσεων, οι οποίες άλλοτε μπορούν να χαρακτηριστούν ως ήσσονος σημασίας και να αντιμετωπιστούν με σχετική ευκολία και άλλες φορές όχι.

7.7 Προκλήσεις και Τάσεις

Οι κύριες προκλήσεις που συνδέονται με τη στρατηγική του peak shaving μέσω υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής είναι πολυδιάστατες και αφορούν τόσο την τεχνική όσο και την περιβαλλοντική και θεσμική διάσταση της λειτουργίας των υδροηλεκτρικών μονάδων.

Πρώτον, η υδρολογική αβεβαιότητα αποτελεί ίσως τη σημαντικότερη πρόκληση. Η μεταβλητότητα στις βροχοπτώσεις και στις χιονοπτώσεις, η οποία εντείνεται λόγω της κλιματικής αλλαγής, καθιστά δύσκολο τον μακροπρόθεσμο σχεδιασμό. Η απουσία επαρκών αποθεμάτων σε κρίσιμες χρονικές στιγμές μπορεί να περιορίσει τη δυνατότητα χρήσης των υδροηλεκτρικών για αποκοπή αιχμών, οδηγώντας εντέλει σε υψηλότερες τιμές αγοράς.

Δεύτερον, υπάρχει συχνά σύγκρουση μεταξύ ενεργειακών και περιβαλλοντικών στόχων. Η υπερβολική εκμετάλλευση των αποθεμάτων ταμιευτήρων για λόγους τιμολόγησης μπορεί να έρχεται σε αντίθεση με οικολογικές απαιτήσεις, όπως η διατήρηση σταθερών ροών για την προστασία των υδρόβιων οικοσυστημάτων ή η εξασφάλιση υδάτινων πόρων για άρδευση και ύδρευση.

Τρίτον, η ακριβής πρόβλεψη των εισροών νερού απαιτεί συνδυασμό μετεωρολογικών, γεωγραφικών και υδρολογικών δεδομένων, τα οποία δεν είναι πάντα διαθέσιμα ή ακριβή. Η διαχείριση των ταμιευτήρων με τρόπο δυναμικό, που λαμβάνει υπόψη τόσο τη χρονική μεταβλητότητα της ζήτησης όσο και τη φυσική αποθήκευση, απαιτεί σύγχρονα εργαλεία πρόβλεψης και προσομοίωσης.

Επιπλέον, θεσμικά ζητήματα όπως η ρύθμιση της υποχρεωτικής υδροπαραγωγής, η αποζημίωση των παραγωγών για μη ενεργειακές υπηρεσίες και η διαφάνεια στους μηχανισμούς αγοράς δημιουργούν ένα περίπλοκο πλαίσιο, το οποίο απαιτεί συνεχή παρακολούθηση και προσαρμογή.

Η μελλοντική κατεύθυνση είναι η βελτιστοποίηση της υδροηλεκτρικής λειτουργίας μέσω δυναμικών μοντέλων, ενσωμάτωσης προβλέψεων και συνεργασίας με ΑΠΕ και αποθήκευση (υβριδικά σχήματα). Οι συνδυασμένες λύσεις που ενσωματώνουν πολλαπλές τεχνολογίες αναμένονται να ενισχύσουν την ανθεκτικότητα των συστημάτων και να μεγιστοποιήσουν τα οφέλη από την υδροηλεκτρική ενέργεια.

Προκειμένου όμως να εξετάσουμε την πραγματική σημασία όλων αυτών των μοντέλων προγραμματισμού ένταξης των μονάδων παραγωγής ηλεκτρικής

ενέργειας σε ένα σύστημα, αλλά και των περιορισμών που τίθενται όπως της αποκοπής αιχμών ζήτησης για την διασφάλιση της οικονομικής του αποδοτικότητας, θα πρέπει να εξετάσουμε στην πράξη το πώς αυτό δημιουργείται και από ποιους παράγοντας μπορεί να επηρεαστεί.

7.8 Παρουσίαση Μαθηματικού Μοντέλου Μεσοπρόθεσμης Πρόβλεψης Τιμής Εκκαθάρισης Αγοράς Ηλεκτρικής Ενέργειας

Στην εν λόγω εργασία και για την βοήθεια στην τελική αποτίμηση της πραγματικής τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας που παρήχθη από ανανεώσιμες μορφές, κατασκευάστηκε και εφαρμόστηκε ένα μοντέλο μεσοπρόθεσμης (σε επιπέδου έτους) πρόβλεψης τιμής εκκαθάρισης της αγοράς, του οποίου η αντικειμενική συνάρτηση να μπορεί να ελέγχει το σύνολο της παραγόμενης ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε τύπου μονάδα παραγωγής (λιγνητικές, φυσικού αερίου, υδροηλεκτρικές), από ανανεώσιμες μορφές, αλλά και ποσότητες ηλεκτρικής ενέργειας από εισαγωγές/εξαγωγές.

Το μοντέλο αυτό κατασκευάστηκε για να λειτουργεί ωριαία και επαναλαμβανόμενα σε βάθος ενός έτους (μπορεί ωστόσο να λειτουργήσει και για μεγαλύτερο χρονικό διάστημα με τις κατάλληλες παραμετροποιήσεις) και ουσιαστικά ο σκοπός της βελτιστοποίησης εδώ είναι η ελαχιστοποίηση του κόστους λειτουργία του συστήματος που απαρτίζεται από παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από συμβατικές και από ανανεώσιμες μορφές, εισαγωγές με από γείτονες χώρες και εξαγωγές προς αυτές.

Συγκεκριμένα η πλήρης μαθηματική μοντελοποίηση παρουσιάζεται παρακάτω:

$$Z = \min \left[\sum_g \sum_t C_g^{GEN} P_{gt} + \sum_n \sum_t C_{nt}^{IMP} i_{nt}^{ST} - \sum_n \sum_t C_{nt}^{EXP} e_{nt}^{ST} + \sum_t C^{RES} P_t^{RES} + \sum_g \sum_t SUC_g v_{gt} + \sum_g \sum_t SDC_g w_{gt} \right]$$

s.t.

$$P_g^{MIN} u_{gt} \leq P_{gt}^{GEN} \leq P_g^{MAX} u_{gt}$$

$$P_{gt}^{GEN} = P_{gt}^{MAND} + P_{gt}$$

$$i_{nt} = I_{nt}^{LT} + i_{nt}^{ST}$$

$$e_{nt} = E_{nt}^{LT} + e_{nt}^{ST}$$

$$i_{nt}^{ST} \leq [ATC_n - I_{nt}^{LT}] u_{nt}^{NI}$$

$$e_{nt}^{ST} \leq [ATC_n - E_{nt}^{LT}] (1 - u_{nt}^{NI})$$

$$P_t^{RES} \leq RES_t$$

$$\sum_g P_{gt}^{GEN} + \sum_n i_{nt} + P_t^{RES} = D_t + \sum_n e_{nt}$$

$$P_{gt}^{MAND} = 0, g \in G^{HYDRO}$$

$$\sum_{g \in G^{HYDRO}} \sum_t P_{gt}^{GEN} = M^H$$

$$\begin{aligned}
P_{gt}^{GEN} - P_{gt-1}^{GEN} &\leq Ramp_g, \quad t \in [1, 8760] \\
P_{gt-1}^{GEN} - P_{gt}^{GEN} &\leq Ramp_g, \quad t \in [1, 8760] \\
P_{gt}^{GEN} - P_{ini}^{GEN} &\leq Ramp_g, \quad t = 0 \\
P_{ini}^{GEN} - P_{gt}^{GEN} &\leq Ramp_g, \quad t = 0 \\
u_{gt} - u_{gt-1} &= v_{gt} - w_{gt} \\
\sum_{i=t-MUT+1}^t v_{gt} &\leq u_{gt}, \quad \forall g \in G \ \& \ \forall t \in [MUT, N_T = 24] \\
\sum_{i=t-MDT+1}^t w_{gt} &\leq 1 - u_{gt}, \quad \forall g \in G \ \& \ \forall t \in [MDT, N_T = 24] \\
u_{gt} &= u_{ini}, \quad \forall t \in [1, TU_R + TD_R] \\
TU_R &= \max \{0, (TU - TU_{ini})u_{ini}\} \\
TD_R &= \max \{0, (TD - TD_{ini})(1 - u_{ini})\} \\
C^{RES} &= 1 \\
P_{gt}^{GEN}, P_{gt}, P_t^{RES}, i_{nt}, e_{nt}, i_{nt}^{ST}, e_{nt}^{ST} &\geq 0 \\
u_{gt}, u_{nt}^{NI}, v_{gt}, w_{gt} &\in \{0, 1\}
\end{aligned}$$

Για τις γειτονικές χώρες ισχύει ότι :

$$\begin{aligned}
C_{nt}^{IMP} &= MCP_{nt} + A_{nt}^{IMP} \\
C_{nt}^{EXP} &= MCP_{nt} - A_{nt}^{EXP}
\end{aligned}$$

Η:

$$\begin{aligned}
C_{nt}^{IMP} &= 0 \\
C_{nt}^{EXP} &= 0
\end{aligned}$$

Για το κόστος των μονάδων παραγωγής έχουμε τις παρακάτω σχέσεις, οι οποίες προκύπτουν βάσει θεώρησης μίας τυπικής λιγνιτικής μονάδας και μίας μονάδας φυσικού αερίου (μελέτη ERAA του ENTSOe) :

$$\begin{aligned}
C_{LIG} &= LIG + 1.1EUA + Adder_g, \quad g \in G^{LIG} \\
C_{GAS} &= 2NG + 0.35EUA + Adder_g, \quad g \in G^{GAS} \\
C_{HYD} &= 1.1 \max \{LIG + 1.1EUA + Adder_{g \in G^{LIG}}, 2NG + 0.35EUA + Adder_{g \in G^{GAS}}\}
\end{aligned}$$

Όπου:

1) Κόστη

- C_g^{GEN} : κόστος παραγωγής της μονάδας g ανά MWh
- C_{nt}^{IMP} : κόστος εισαγωγής από την χώρα n την ώρα t ανά MWh

- C_{nt}^{EXP} : κόστος εξαγωγής προς την χώρα n την ώρα t ανά MWh
 - C^{RES} : κόστος παραγωγής από ΑΠΕ ανά MWh
 - C_{LIG} : κόστος παραγωγής ανά MWh από λιγνιτική μονάδα παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας
 - C_{GAS} : κόστος παραγωγής ανά MWh μονάδας φυσικού αερίου
 - C_{HYD} : κόστος παραγωγής ανά MWh μονάδας υδροηλεκτρικής παραγωγής
 - SUC_g : κόστος εκκίνησης της μονάδας παραγωγής g
 - SDC_g : κόστος σβέσης της μονάδας παραγωγής g
- 2) Forwards
- LIG : τιμή forward για τον λιγνίτη
 - EUA : τιμή forward των εκπομπών διοξειδίου του άνθρακα στην Ευρωπαϊκή Ένωση
 - NG : τιμή forward για το φυσικό αέριο
- 3) Παραγωγές
- P_{gt}^{GEN} : παραγωγή σε MWh των μονάδων παραγωγής την ώρα t
 - P_t^{RES} : παραγωγή σε MWh των ΑΠΕ την ώρα t
 - P_{ini}^{GEN} : αρχική παραγωγή σε MWh των μονάδων παραγωγής (χρησιμοποιείται για την ώρα $t=0$)
 - P_{gt}^{MAND} : υποχρεωτική παραγωγή σε MWh των μονάδων παραγωγής την ώρα t
 - M^H : υποχρεωτική συνολική παραγωγή σε MWh από υδροηλεκτρικές μονάδες
- 4) Ζήτηση
- D_t : ζήτηση φορτίου σε MWh για μια δεδομένη χρονική στιγμή/ώρα t
- 5) Εισαγωγές/Εξαγωγές
- i_{nt} : συνολική εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από την χώρα n την ώρα t
 - I_{nt}^{LT} : μακροπρόθεσμη εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από την χώρα n την ώρα t
 - i_{nt}^{ST} : βραχυπρόθεσμη εισαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh από την χώρα n την ώρα t
 - e_{nt} : συνολική εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh προς την χώρα n την ώρα t
 - E_{nt}^{LT} : μακροπρόθεσμη εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh προς την χώρα n την ώρα t
 - e_{nt}^{ST} : βραχυπρόθεσμη εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας σε MWh προς την χώρα n την ώρα t
- 6) Λοιπές τεχνικές μεταβλητές
- ATC_n : χωρητικότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μέσω καλωδίων διασύνδεσης με την χώρα n
 - $Ramp_g$: ράμπα ή ωριαία ποσότητα μεταβολής παραγωγής σε MWh για κάθε μονάδα παραγωγής g
 - MUT : ελάχιστος χρόνος λειτουργίας μίας μονάδας από την εκκίνησή της
 - MDT : ελάχιστος χρόνος παραμονής μίας μονάδας ως κλειστή μετά την σβέση της
 - TU : ο χρόνος που μία μονάδα παραγωγής βρίσκεται σε λειτουργία

- TD : ο χρόνος για τον οποίο μία μονάδα παραγωγής βρίσκεται σε κατάσταση αδράνειας
- u_{gt} : δυαδική μεταβλητή που καταδεικνύει την λειτουργία ή μη μιας μονάδας παραγωγής g κατά την ώρα t
- v_{gt} : δυαδική μεταβλητή που καταδεικνύει την εκκίνηση ή μη λειτουργίας μιας μονάδας παραγωγής g κατά την ώρα t
- w_{gt} : δυαδική μεταβλητή που καταδεικνύει την σβέση ή μη μιας μονάδας παραγωγής g κατά την ώρα t

7) Σύνολα

- G : σύνολο μονάδων παραγωγής συστήματος βελτιστοποίησης
- G^{LIG} : σύνολο μονάδων παραγωγής συστήματος που έχουν ως μέσο καύσης τον λιγνίτη
- G^{GAS} : σύνολο μονάδων παραγωγής συστήματος που έχουν ως μέσο καύσης το φυσικό αέριο
- G^{HYDRO} : σύνολο μονάδων παραγωγής συστήματος που παράγουν ενέργεια με την χρήση νερού
- N_T : σύνολο ωρών σε διάστημα μίας ημέρας

7.9 Επεξήγηση Αντικειμενικής Συνάρτησης και Περιορισμών

Ωστόσο προκειμένου το παραπάνω μοντέλο να γίνει κατανοητό θα πρέπει να εξηγήσουμε αρχικά το τι ακριβώς προσπαθεί να επιτύχει σαν αποτέλεσμα (σκοπός αντικειμενικής συνάρτησης) και στην συνέχεια να ομαδοποιήσουμε τους περιορισμούς στους οποίους αυτή υπόκειται. Το μοντέλο που παρουσιάζεται παρακάτω αποτελεί μια εκδοχή του προβλήματος Unit Commitment, προσαρμοσμένη στις ανάγκες ενός διασυνδεδεμένου και διαφοροποιημένου ενεργειακού συστήματος. Αντί να περιορίζεται μόνο στον ενδογενή προγραμματισμό των θερμικών μονάδων παραγωγής, περιλαμβάνει επιπλέον:

- Την παραγωγή από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ),
- Την εισαγωγή και εξαγωγή ενέργειας από και προς γειτονικές χώρες,
- Το κόστος εκκίνησης και παύσης λειτουργίας κάθε μονάδας παραγωγής.

Ο στόχος είναι η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του συστήματος, ενώ λαμβάνονται υπόψη όλοι οι σημαντικοί παράγοντες που επηρεάζουν την απόφαση για το ποιες μονάδες θα λειτουργούν, πότε, και σε ποιο επίπεδο παραγωγής.

Η αντικειμενική συνάρτηση έχει τη μορφή:

$$Z = \min \left[\sum_g \sum_t C_g^{GEN} P_{gt} + \sum_n \sum_t C_{nt}^{IMP} i_{nt}^{ST} - \sum_n \sum_t C_{nt}^{EXP} e_{nt}^{ST} + \sum_t C^{RES} P_t^{RES} + \sum_g \sum_t SUC_g v_{gt} + \sum_g \sum_t SDC_g w_{gt} \right]$$

Όπου, η ελαχιστοποίηση του συνολικού κόστους λειτουργίας του ενεργειακού συστήματος επιτυγχάνεται μέσω των επιμέρους όρων της αντικειμενικής

συνάρτησης, οι οποίοι περιγράφουν αναλυτικά όλες τις οικονομικές συνιστώσες του συστήματος:

- $\sum_g \sum_t C_g^{GEN} p_{gt}$: Εκφράζει το συνολικό μεταβλητό κόστος παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από όλες τις θερμικές μονάδες παραγωγής. Κάθε μονάδα έχει ένα μοναδικό κόστος παραγωγής ανά MWh, το οποίο πολλαπλασιάζεται με την ενέργεια που παράγει κάθε ώρα.
- $\sum_n \sum_t C_{nt}^{IMP} i_{nt}^{ST}$: Αντιστοιχεί στο κόστος αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας από άλλες χώρες. Οι εισαγωγές μπορούν να είναι οικονομικά συμφέρουσες, ιδίως σε περιόδους υψηλής ζήτησης ή έλλειψης τοπικής παραγωγής.
- $-\sum_n \sum_t C_{nt}^{EXP} e_{nt}^{ST}$: Εκφράζει τα έσοδα από την εξαγωγή ηλεκτρικής ενέργειας. Η αρνητική του τιμή στη συνάρτηση σημαίνει ότι συνεισφέρει στη μείωση του συνολικού κόστους, καθώς αποφέρει έσοδα στο σύστημα.
- $\sum_t C_t^{RES} p_t^{RES}$: Περιλαμβάνει το κόστος της παραγόμενης ενέργειας από Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ). Αν και οι ΑΠΕ έχουν χαμηλό λειτουργικό κόστος, μπορεί να συνυπολογίζονται επιβαρύνσεις όπως πριμοδοτήσεις, τεχνικοί περιορισμοί ή κόστος ευστάθειας.
- $\sum_g \sum_t SUC_g v_{gt}$: Αντιπροσωπεύει το κόστος εκκίνησης μιας μονάδας. Κάθε φορά που μια μονάδα τίθεται σε λειτουργία, απαιτείται δαπάνη (καύσιμα, θερμικές απώλειες, χρόνος απόκρισης), και αυτή η μεταβλητή καταγράφει εκείνες τις στιγμές (όταν $v_{gt} = 1$)
- $\sum_g \sum_t SDC_g w_{gt}$: Εκφράζει το κόστος διακοπής λειτουργίας μονάδων παραγωγής. Η διαδικασία σβέσης συνεπάγεται τεχνικές και οικονομικές συνέπειες, όπως απώλεια παραγωγικής ευελιξίας, επανεκκίνησης κόστος κ.ά.

Συνολικά, το μοντέλο επιτυγχάνει τον συνδυασμό βέλτιστης τεχνικής λειτουργίας και οικονομικής απόδοσης, προσφέροντας την δυνατότητα ρεαλιστικής πρόβλεψης των τιμών ενέργειας, εργαλείο χρήσιμο για σκοπούς λήψης αποφάσεων σε επίπεδο επένδυσης.

Έχοντας λοιπόν κατανοήσει τον σκοπό της βελτιστοποίησης της συγκεκριμένης αντικειμενικής συνάρτησης, θα χρειαστεί να προχωρήσουμε σε μια περαιτέρω ανάλυση των περιορισμών στους οποίους υπόκειται προκειμένου να είμαστε σε θέση να κατανοήσουμε και να μην παραβούμε τα τεχνικά όρια τα οποία τίθενται από το προς μελέτη σύστημα κάθε φορά.

Το σύστημα υπό μελέτη υπόκειται σε ένα σύνολο περιορισμών, οι οποίοι εξασφαλίζουν τη φυσική, τεχνική και οικονομική εγκυρότητα της λειτουργίας του. Οι περιορισμοί αυτοί μπορούν να διακριθούν στις εξής κατηγορίες:

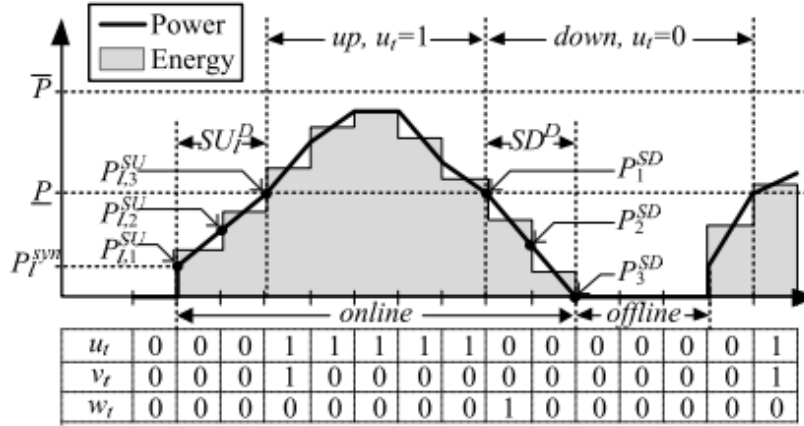
7.9.1 Τεχνικοί περιορισμοί μονάδων παραγωγής

- **Περιορισμοί ισχύος** ($P_g^{MIN} u_{gt} \leq P_g^{GEN} \leq P_g^{MAX} u_{gt}$): Διασφαλίζει ότι η παραγωγή κάθε μονάδας περιορίζεται εντός των ελάχιστων και μέγιστων τεχνικών ορίων της, μόνο όταν είναι σε λειτουργία. Χωρίς αυτόν, η μοντελοποίηση μπορεί να αποδώσει ισχύ σε ανενεργές μονάδες ή πέρα από τις τεχνικές τους δυνατότητες, οδηγώντας σε ανεφάρμοστα ή μη ασφαλή σχέδια λειτουργίας.

- **Διάσπαση παραγωγής** ($P_{gt}^{GEN} = P_{gt}^{MAND} + P_{gt}$): Αποσαφηνίζει ποιο μέρος της παραγωγής είναι υποχρεωτικό και ποιο βελτιστοποιείται. Η απουσία του θα εμπόδιζε την εφαρμογή πολιτικών που επιβάλλουν ελάχιστα επίπεδα παραγωγής για λόγους συστήματος ή περιβάλλοντος.
- **Περιορισμοί Δυνατότητας Μεταβολής Παραγόμενης Ισχύος** ($P_{gt}^{GEN} - P_{gt-1}^{GEN} \leq Ramp_g$, $t \in [1, 8760]$ και $P_{gt-1}^{GEN} - P_{gt}^{GEN} \leq Ramp_g$, $t \in [1, 8760]$): Περιορίζει τη μεταβολή ισχύος μεταξύ διαδοχικών ωρών, προστατεύοντας τις μονάδες από φθορές και το δίκτυο από απότομες διακυμάνσεις. Η αφαίρεση του μπορεί να οδηγήσει σε λύσεις που αγνοούν τον τεχνικό χρόνο απόκρισης των μονάδων. Το χρονικό διάστημα στο οποίο αναφερόμαστε αποτελεί συνολικά 8760 ώρες, διότι λύνουμε επαναληπτικά σε επίπεδο ημέρας για συνολική διάρκεια ενός έτους.
- **Αρχικοί περιορισμοί Δυνατότητας Ωριαίας Μεταβολής Ισχύος (t=0)** ($P_{gt}^{GEN} - P_{ini}^{GEN} \leq Ramp_g$, $t = 0$ και $P_{ini}^{GEN} - P_{gt}^{GEN} \leq Ramp_g$, $t = 0$): Αντιμετωπίζει τη μετάβαση από την αρχική κατάσταση, εξασφαλίζοντας συνέχεια και συνέπεια. Η παράλειψη μπορεί να οδηγήσει σε ανεξήγητα «άλματα» παραγωγής στην αρχή του χρονικού ορίζοντα.

7.9.2 Περιορισμοί Ελάχιστης Παραμονής σε κατάσταση Λειτουργίας/Σβέσης (on/off)

- **Μεταβολή κατάστασης** ($u_{gt} - u_{gt-1} = v_{gt} - w_{gt}$): Καταγράφει με ακρίβεια τις εκκινήσεις και σβέσεις μονάδων. Αν λείπει, η μοντελοποίηση δεν μπορεί να καταλάβει πότε μια μονάδα ξεκινά ή σταματά, με αποτέλεσμα εσφαλμένη χρέωση εκκινήσεων ή ασαφείς καταστάσεις λειτουργίας.
- **Ελάχιστος χρόνος λειτουργίας (MUT)** ($\sum_{i=t-MUT+1}^t v_{gt} \leq u_{gt}$): Αποτρέπει την πρόωρη παύση μονάδων που μόλις ξεκίνησαν, διασφαλίζοντας αποδοτικότητα και μείωση της φθοράς από διαδοχικά on/off. Χωρίς τον περιορισμό, το μοντέλο μπορεί να επιλέξει λύσεις οικονομικά φθηνές αλλά τεχνικά μη εφικτές.
- **Ελάχιστος χρόνος παύσης (MDT)** ($\sum_{i=t-MDT+1}^t w_{gt} \leq 1 - u_{gt}$): Αποτρέπει την πρόωρη επανεκκίνηση μονάδας που μόλις απενεργοποιήθηκε. Χωρίς αυτό, υπάρχει κίνδυνος για μη ρεαλιστικά διαδοχικές εκκινήσεις, κάτι που επιβαρύνει τεχνικά και οικονομικά τη λειτουργία.



Εικόνα 42: Διάγραμμα και πίνακας ένταξης, διάρκειας λειτουργίας και διάρκειας σβέσης Μονάδων παραγωγής (Tight and Compact MILP Formulation of Start-Up and Shut-Down Ramping in Unit Commitment, 2012, IEEE Transactions on Power Systems)

Και οι δύο παραπάνω περιορισμοί που αφορούν τους ελάχιστους χρόνους λειτουργίας και παύσης για διαστήματα $[MUT, 24]$ και $[MDT, 24]$ αντίστοιχα ενώ για τα διαστήματα από $[1, TU_R + TD_R]$, όπου TU_R και TD_R αποτελούν αντίστοιχα τον αρχικό χρόνο σε ώρες κατά τον οποίο θα πρέπει να παραμείνει μία μονάδα g κλειστή η ανοικτή αντίστοιχα με την κατάσταση στην οποία βρισκόταν την τελευταία ώρα της προηγούμενης ημέρας και υπολογίζεται ως εξής:

$$TU_R = \max \{0, (MUT - TU_{ini})u_{ini}\}$$

$$TD_R = \max \{0, (MDT - TD_{ini})(1 - u_{ini})\}$$

Όπου:

- i. TU_{ini} : χρόνος παραμονής της μονάδας g εν ενεργεία κατά την περίοδο πριν τον χρονικό ορίζοντα μελέτης (την προηγούμενη μέρα) κάθε φορά
- ii. TD_{ini} : χρόνος παραμονής της μονάδας g σε κατάσταση σβέσης κατά την περίοδο πριν τον χρονικό ορίζοντα μελέτης (την προηγούμενη μέρα) κάθε φορά
- iii. u_{ini} : κατάσταση λειτουργίας της τελευταίας ώρας της προηγούμενης ημέρας για κάθε μονάδα παραγωγής g

Συγκεκριμένα, όπως παρουσιάζεται και στο παραπάνω διάγραμμα ο περιορισμός αυτός λειτουργεί ως εξής, όταν μία μονάδα τίθεται σε λειτουργία η μεταβλητή v_{gt} τίθεται ίση με την μονάδα ενώ η w_{gt} ίση με το μηδέν, ενώ κατά την σβέση της συμβαίνει το αντίθετο για την συγκεκριμένη ώρα.

Ο περιορισμός που αφορά τα όσα αναφέρθηκαν παραπάνω είναι αυτός που ακολουθεί.

- **Αρχική κατάσταση μονάδας** ($u_{gt} = u_{ini}$): Εξασφαλίζει την ομαλή μετάβαση από την αρχική κατάσταση του συστήματος. Η απουσία του μπορεί να οδηγήσει σε σχέδια λειτουργίας που δεν σέβονται την ιστορική λειτουργία των μονάδων. Συγκεκριμένα, ο εν λόγω περιορισμός χρησιμοποιείται προκειμένου η αρχική κατάσταση κάθε ημέρας ($t=0$) για

κάθε μονάδα παραγωγής g να είναι ίδια με την τελευταία ώρα της προηγούμενης ημέρας αν δεν έχει ικανοποιηθεί το MUT και MDT αντίστοιχα.

7.9.3 Περιορισμοί Διεθνών Συναλλαγών Ενέργειας

- **Διάκριση εισαγωγών/εξαγωγών** ($i_{nt} = I_{nt}^{LT} + i_{nt}^{ST}, e_{nt} = E_{nt}^{LT} + e_{nt}^{ST}$): Καταγράφει τον διαχωρισμό μεταξύ βραχυπρόθεσμων και μακροπρόθεσμων συμφωνιών. Η απουσία του θα στερούσε από το μοντέλο την ικανότητα ελέγχου και τιμολόγησης ανά τύπο σύμβασης.
- **Χωρητικότητα διασύνδεσης (ATC)** ($i_{nt}^{ST} \leq [ATC_n - I_{nt}^{LT}]u_{nt}^{NI}$, $e_{nt}^{ST} \leq [ATC_n - E_{nt}^{LT}](1 - u_{nt}^{NI})$): Περιορίζει τις ροές ενέργειας σύμφωνα με τα φυσικά όρια διασύνδεσης. Αν δεν υπάρχει, το σύστημα θα μπορούσε να προτείνει συναλλαγές πάνω από την πραγματική ικανότητα μεταφοράς, κάτι που είναι αδύνατο τεχνικά.

7.9.4 ΑΠΕ και Ισοζύγιο Ισχύος

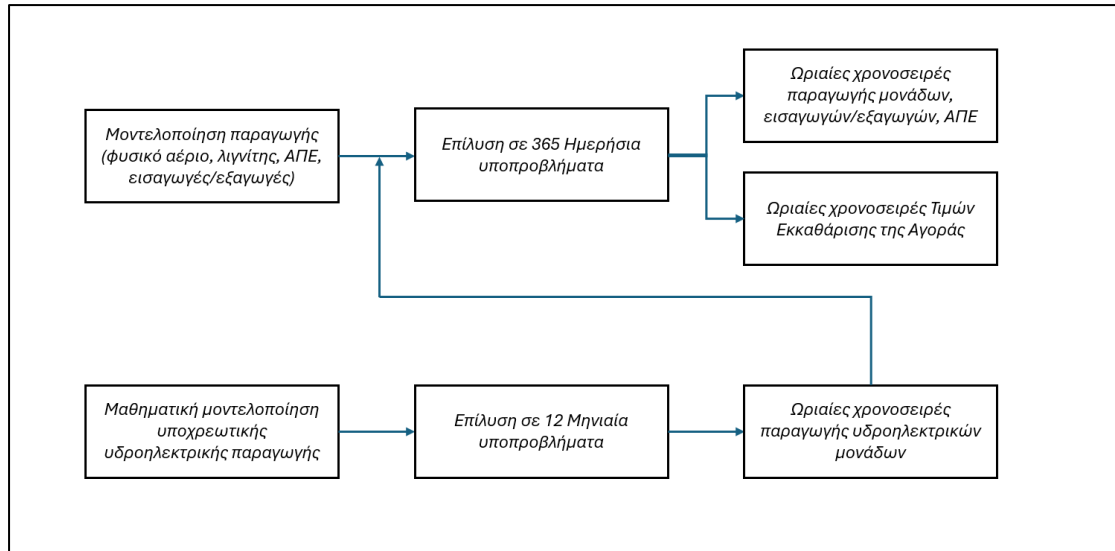
- **Όριο παραγωγής ΑΠΕ** ($P_t^{RES} \leq RES_t$): Ορίζει το μέγιστο διαθέσιμο δυναμικό παραγωγής από ΑΠΕ. Χωρίς αυτόν, το μοντέλο θα μπορούσε να θεωρεί άπειρη ή πλασματική παραγωγή από ΑΠΕ, αλλοιώνοντας τη βελτιστοποίηση.
- **Ισοζύγιο ισχύος** ($\sum_g P_{gt}^{GEN} + \sum_n i_{nt} + P_t^{RES} = D_t + \sum_n e_{nt}$): Εξασφαλίζει ότι η προσφερόμενη ισχύς από συμβατικές, από ανανεώσιμες μορφές παραγωγής αλλά και από εισαγόμενα φορτία μέσω της διασύνδεσης με τις γειτονικές χώρες είναι ίση με τη ζήτηση και τις συνολικές εξαγωγές. Είναι θεμελιώδης φυσικός νόμος, και η αφαίρεσή του οδηγεί σε ενεργειακό έλλειμμα ή πλεόνασμα.
- **Υποχρεωτική συνολική υδροηλεκτρική παραγωγή** ($\sum_{g \in G^{HYDRO}} \sum_t P_{gt}^{GEN} = M^H$): Διατηρεί τον έλεγχο επί της συνολικής συνεισφοράς των υδροηλεκτρικών, χωρίς να επιβάλλει χρονικό καταμερισμό. Αν παραλειφθεί, το μοντέλο μπορεί να υποεκτιμήσει ή υπερεκμεταλλευτεί τα υδροηλεκτρικά, παραβιάζοντας περιβαλλοντικά ή διαχειριστικά όρια.

7.9.5 Περιορισμοί Μεταβλητών και Ακέραιου Χαρακτήρα

- **Μη αρνητικότητα** ($P_{gt}^{GEN}, P_{gt}, P_t^{RES}, i_{nt}, e_{nt}, i_{nt}^{ST}, e_{nt}^{ST} \geq 0$): Αποτρέπει την εμφάνιση αρνητικής παραγωγής ή ροών ενέργειας. Χωρίς αυτό, το μοντέλο μπορεί να παράγει μη ρεαλιστικά ή φυσικά αδύνατα αποτελέσματα.
- **Δυαδικές μεταβλητές** ($u_{gt}, u_{nt}^{NI}, v_{gt}, w_{gt} \in \{0, 1\}$): Διασφαλίζουν την ορθότητα των λογικών αποφάσεων (on/off, ενεργοποίηση/σβέση). Αν απουσιάζουν ή μετατραπούν σε συνεχείς, δεν θα υπάρχει ξεκάθαρη επιχειρησιακή ερμηνεία.

Οι παραπάνω περιορισμοί, με τη σωστή συνδυασμένη εφαρμογή τους, εξασφαλίζουν την υλοποιησιμότητα, την ευστάθεια και την οικονομική αποδοτικότητα του ενεργειακού σχεδιασμού εντός του μοντέλου.

Ωστόσο, όπως προαναφέρθηκε, ιδιαίτερης σημασίας αποτελεί ο περιορισμός της υποχρεωτικής έγχυσης παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας μέσω μονάδων υδροηλεκτρικής παραγωγής. Λόγω λοιπόν, της μεγάλης σημασίας αυτού του



Εικόνα 53: Διάγραμμα απεικόνισης συνδυαστικής λειτουργίας του Μοντέλου υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής (peak shaving) με την μοντελοποίηση της συνολικής παραγωγής από μονάδες, εισαγωγές/εξαγωγές και ΑΠΕ

περιορισμού, ιδιαίτερο ενδιαφέρον έχει η ανάλυση αυτού και το πως αυτός μοντελοποιήθηκε για τους σκοπούς της παρούσας εργασίας.

7.10 Μοντέλο Αποκοπής Αιχμών Ζήτησης (Peak Shaving) για Υδροηλεκτρική Παραγωγή

Προκειμένου να μπορέσουμε να βρούμε λύση στο παραπάνω πρόβλημα βελτιστοποίησης, θα πρέπει να μπορούμε να καλύψουμε τους παραπάνω περιορισμούς πλήρως αλλιώς το πρόβλημα θα μας παρουσιάσει κάποια μη εφικτότητα.

Στην περίπτωση μας, αναπτύξαμε λοιπόν ένα ακόμα μικρότερο, πάραυτα παραπλήσιο μοντέλο για τον υπολογισμό της συνολικής υποχρεωτικής υδροηλεκτρικής παραγωγής σε ωριαία βάση για ένα έτος. Το μοντέλο αυτό δημιουργήθηκε για να μπορέσει να προβλέψει ένα ακριβές μοντέλο ένταξης μονάδων παραγωγής μεταξύ των μονάδων υδροηλεκτρικής παραγωγής, ενώ δεν χρησιμοποιήθηκαν καθόλου περιορισμοί που αφορούν ράμπες και ελάχιστο χρόνο λειτουργίας από την ώρα εκκίνησης (MUT) ή ελάχιστο χρόνο μη λειτουργίας από την ώρα σβέσης.

Συγκεκριμένα, το μοντέλο βελτιστοποίησης που αναπτύχθηκε εκφράζεται από την παρακάτω αντικειμενική συνάρτηση και περιορισμούς:

$$Z = \min \left[\sum_g \sum_t C_g^{GEN} P_{gt} + \sum_n \sum_t C_{nt}^{IMP} i_{nt}^{ST} - \sum_n \sum_t C_{nt}^{EXP} e_{nt}^{ST} + \sum_t C^{RES} p_t^{RES} \right]$$

Ενώ όσον αφορά τους περιορισμούς έχουμε τους παρακάτω:

$$P_g^{MIN} u_{gt} \leq P_{gt}^{GEN} \leq P_g^{MAX} u_{gt}$$

$$P_{gt}^{GEN} = P_{gt}^{MAND} + P_{gt}$$

$$i_{nt} = I_{nt}^{LT} + i_{nt}^{ST}$$

$$\begin{aligned}
e_{nt} &= E_{nt}^{LT} + e_{nt}^{ST} \\
i_{nt}^{ST} &\leq [ATC_n - I_{nt}^{LT}]u_{nt}^{NI} \\
e_{nt}^{ST} &\leq [ATC_n - E_{nt}^{LT}](1 - u_{nt}^{NI}) \\
P_t^{RES} &\leq RES_t \\
\sum_g P_{gt}^{GEN} + \sum_n i_{nt} + P_t^{RES} &= D_t + \sum_n e_{nt} \\
P_{gt}^{MAND} &= 0, g \in G^{HYDRO} \\
\sum_{g \in G^{HYDRO}} \sum_t P_{gt}^{GEN} &\leq M^H \\
C^{RES} &= 1 \\
C_g^{Hydro} &= 0 \\
P_{gt}^{GEN}, P_{gt}, P_t^{RES}, i_{nt}, e_{nt}, i_{nt}^{ST}, e_{nt}^{ST} &\geq 0 \\
u_{gt}, u_{nt}^{NI} &\in \{0, 1\}
\end{aligned}$$

Για ορισμένες γειτονικές χώρες:

$$\begin{aligned}
C_{nt}^{IMP} &= MCP_{nt} + A_{nt}^{IMP} \\
C_{nt}^{EXP} &= MCP_{nt} - A_{nt}^{EXP}
\end{aligned}$$

Για τις υπόλοιπες γειτονικές χώρες:

$$\begin{aligned}
C_{nt}^{IMP} &= 0 \\
C_{nt}^{EXP} &= 0
\end{aligned}$$

Για τα κόστη των μονάδων ανάλογα με το τι χρησιμοποιείται σαν μέσο παραγωγής:

$$\begin{aligned}
C_{LIG} &= LIG + 1.1EUA + Adder_g, \quad g \in G^{LIG} \\
C_{GAS} &= 2NG + 0.35EUA + Adder_g, \quad g \in G^{GAS} \\
C_{HYD} &= 1.1 \max\{LIG + 1.1EUA + Adder_{g \in G^{LIG}}, 2NG + 0.35EUA + Adder_{g \in G^{GAS}}\}
\end{aligned}$$

Για πληρότητα κατανόησης του προβλήματος που έχουμε μοντελοποιήσει παραπάνω θα πρέπει να παραθέσουμε και τον τρόπο υπολογισμού του κόστους των μονάδων παραγωγής ανάλογα με την μορφή της παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας, καθώς και το κόστος εισαγωγών και εξαγωγών ανάλογα με τις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς των γειτονικών χωρών, αλλά και να επεξηγήσουμε έναν περιορισμό ο οποίος έχει ιδιαίτερη σημασία στην τελική αποτύπωση των αποτελεσμάτων που θα μας δώσει το συγκεκριμένο μοντέλο και αφορά στην έγχυση της υποχρεωτικής παραγωγής από υδροηλεκτρικά.

Ξεκινώντας από το τελευταίο, ο περιορισμός $\sum_{g \in G^{HYDRO}} \sum_t P_{gt}^{GEN} \leq M^H$, αφορά την μέγιστη παραγωγή που δύναται να συμβεί χρησιμοποιώντας μονάδες υδροηλεκτρικής παραγωγής. Συγκεκριμένα, έχοντας θέσει έναν συγκεκριμένο στόχο για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από υδροηλεκτρικές μονάδες, αυτό που ουσιαστικά αποσαφηνίζει ο συγκεκριμένος περιορισμός είναι ότι το σύνολο της υδροηλεκτρικής παραγωγής για κάθε ώρα του προς μελέτη διαστήματος δεν μπορεί να είναι μεγαλύτερο από τον στόχο που έχει τεθεί. Αυτό βοηθά σημαντικά, αφού ακόμα κι αν ο στόχος που έχει τεθεί στο συγκεκριμένο μοντέλο είναι σε επίπεδο μήνα, γίνεται η βέλτιστη κατανομή κάθε ώρα για την επίτευξη του συγκεκριμένου στόχου λαμβάνοντας υπόψη και τις άλλες παραμέτρους. Έτσι, η τελική χρονοσειρά που θα προκύψει για την υδροηλεκτρική παραγωγή από το συγκεκριμένο μοντέλο, θα αποτελεί την βέλτιστη επιλογή για υποχρεωτική υδροηλεκτρική παραγωγή, η οποία θα εφαρμοστεί στο καθολικό μοντέλο ένταξης μονάδων παραγωγής στο προς μελέτη σύστημα.

Στο παρόν ενεργειακό μοντέλο, το μοναδιαίο κόστος παραγωγής για κάθε τύπο μονάδας παραγωγής υπολογίζεται μέσω ειδικών σχέσεων που ενσωματώνουν το κόστος καυσίμου, τις τιμές αγοράς δικαιωμάτων εκπομπών CO₂, και ένα σταθερό πρόσθετο κόστος ανά τεχνολογία. Οι τύποι αυτοί είναι:

$$\begin{aligned} C_{LIG} &= LIG + 1.1EUA + Adder_g, & g \in G^{LIG} \\ C_{GAS} &= 2NG + 0.35EUA + Adder_g, & g \in G^{GAS} \\ C_{HYD} &= 1.1 \max\{LIG + 1.1EUA + Adder_{g \in G^{LIG}}, 2NG + 0.35EUA + Adder_{g \in G^{GAS}}\} \end{aligned}$$

- *LIG*: τιμή αγοράς του λιγνίτη ανά MWh θερμικής ενέργειας
- *EUA*: τιμή δικαιωμάτων διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) στην ΕΕ ανά τόνο
- *Adder_g*: τεχνολογικά εξαρτώμενο κόστος μονάδας (συντήρηση, προσωπικό κ.λπ.)

Η παράμετρος 1.1 μπροστά από το EUA αντανακλά την ένταση εκπομπών των λιγνητικών μονάδων (π.χ. ~1.1 τόνοι CO₂ ανά MWh ηλεκτρικής ενέργειας).

- *NG*: τιμή αγοράς φυσικού αερίου ανά MWh θερμικής ενέργειας

Ο συντελεστής 2 πολλαπλασιάζει το κόστος καυσίμου λόγω της σχετικά χαμηλότερης απόδοσης (~50%), ενώ η παράμετρος 0.35 υπολογίζει το κόστος διοξειδίου του άνθρακα (CO₂) για τις αντίστοιχες εκπομπές ανά MWh.

Οι υδροηλεκτρικές μονάδες, μολονότι έχουν χαμηλό πραγματικό λειτουργικό κόστος, τιμολογούνται με βάση το "υποκατάστατο κόστος ευκαιρίας". Χρησιμοποιείται το μέγιστο κόστος από τις λιγνητικές και τις μονάδες αερίου, αυξημένο κατά 10% (συντελεστής 1.1), ώστε να ενσωματώνεται η αξία του υδροηλεκτρικού αποθέματος ως στρατηγικού πόρου.

Αυτός ο τρόπος τιμολόγησης επιτρέπει:

- Ομοιόμορφη εκτίμηση κόστους ανά τεχνολογία,
- Συσχέτιση με χρηματιστηριακές τιμές καυσίμων και διοξειδίου του άνθρακα,

- Διαφάνεια στον υπολογισμό και στη μοντελοποίηση της λειτουργίας των μονάδων εντός αγοράς.

Οι τιμές αυτές ενσωματώνονται στις αντικειμενικές συναρτήσεις βελτιστοποίησης του προγραμματισμού ένταξης των μονάδων και χρησιμοποιούνται για τη λήψη αποφάσεων ένταξης μονάδων κατά τον ωριαίο ενεργειακό προγραμματισμό.

Όσον αφορά τις εισαγωγές/εξαγωγές οι σχέσεις που χρησιμοποιούνται εισάγουν τις τιμές εκκαθάρισης της αγοράς των γειτονικών χωρών που στην περίπτωση μας θα είναι το αποτέλεσμα υπολογισμού των προθεσμιακών τιμών μέσω του μοντέλου κατασκευής των καμπυλών προθεσμιακών τιμών που αναπτύχθηκε στο προηγούμενο κεφάλαιο με την αυξομείωση ενός σταθερού παράγοντα, οπότε έχουμε τις παρακάτω σχέσεις:

$$C_{nt}^{IMP} = MCP_{nt} + A_{nt}^{IMP}$$

$$C_{nt}^{EXP} = MCP_{nt} - A_{nt}^{EXP}$$

Ενώ για κάποιες από τις γειτονικές χώρες έχει τεθεί ως 0.

Επομένως, το αποτέλεσμα της επίλυσης αυτού του μοντέλου χρησιμοποιείται για τον συνολικό προγραμματισμό ένταξης των μονάδων παραγωγής όλου του συστήματος σαν δεδομένα εισόδου για την ωριαία παραγωγή υδροηλεκτρικής μορφής.

Για να κατανοήσουμε λοιπόν το τι μας προσφέρει η προσέγγιση αυτή με την πολυπλοκότητα την οποία την απαρτίζει, σημαντικό είναι να εξετάσουμε ποια είναι τα θετικά χαρακτηριστικά που απορρέουν.

7.12 Πλεονεκτήματα της σύνθετης αυτής προσέγγισης

- Συμμετοχή των ΑΠΕ στη βελτιστοποίηση με τρόπο συστηματικό.
- Εκμετάλλευση των δυνατοτήτων διεθνών διασυνδέσεων (εισαγωγές/εξαγωγές).
- Ρεαλιστική αποτύπωση κόστους λειτουργίας μέσω μεταβατικών καταστάσεων (start-up/shut-down).
- Ευελιξία στη λήψη αποφάσεων προγραμματισμού σε πολυπαραγοντικά συστήματα.

Το συγκεκριμένο μοντέλο απευθύνεται σε ιδιώτες που θέλουν να αξιολογήσουν πιθανές επενδύσεις, επιδιώκοντας ορθολογική και ανταγωνιστική εκμετάλλευση του ενεργειακού δυναμικού, ενσωματώνοντας τεχνικά, οικονομικά και γεωπολιτικά δεδομένα.

4. Προσομοιώσεις, Αποτελέσματα και Συμπεράσματα

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 8: Πρόβλεψη τιμών ηλεκτρικής ενέργειας σε ετήσια βάση με την χρήση καμπυλών προθεσμιακών τιμών (Price Forward Curves) – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

8.1 Δεδομένα εισόδου για το μοντέλο Καμπυλών Προθεσμιακών Τιμών

Την παρουσίαση των αποτελεσμάτων θα πρέπει να ξεκινήσουμε αρχικά με τις προβλέψεις των τιμών ενέργειας, τι οποίες χρησιμοποιήσαμε στην συνέχεια σαν είσοδο στο πρόβλημα προγραμματισμού ένταξης μονάδων παραγωγής που παρουσιάσαμε μοντελοποιημένο παραπάνω. Έτσι, θα έχουμε μία πλήρη εικόνα του συστήματος και των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας από κάθε παράρτημα αυτού και θα μπορέσουμε να υπολογίσουμε με ακρίβεια και χωρίς να έχουμε παραλήψει κάποιο σημαντικό παράγοντα τις τελικές πραγματικές τιμές (capture values) της ηλεκτρικής ενέργειας από ανανεώσιμες μορφές ανάλογα με τις ανάγκες του συστήματος.

Για την συγκεκριμένη προσομοίωση χρησιμοποιήσαμε δεδομένα εισόδου για τις χώρες της Βουλγαρίας, Ιταλίας και Βόρειας Μακεδονίας. Η επιλογή αυτών των χωρών, όπως έχει ήδη αναφερθεί και στο προηγούμενο κεφάλαιο, έγινε εσκεμμένα, διότι τα αποτελέσματα της καμπύλης προθεσμιακών τιμών για τις τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας στις εν λόγω χώρες, θα χρησιμοποιηθούν σαν δεδομένα εισόδου στο μοντέλο ένταξης των μονάδων παραγωγής. Συγκεκριμένα, θα χρησιμοποιηθούν σαν δεδομένα Τιμών Εκκαθάρισης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για αυτές τις χώρες.

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν ως είσοδο στο μοντέλο Καμπυλών Προθεσμιακών Τιμών που κατασκευάστηκε για την παρούσα εργασία μπορούν να χωριστούν σε 2 κατηγορίες. Αυτές είναι οι παρακάτω:

- **Ιστορικά Δεδομένα** : για τον υπολογισμό των forwards των προαναφερθέντων χωρών σε ωριαία βάση για διάρκεια ενός έτους χρειάζεται να χρησιμοποιηθούν ιστορικά δεδομένα τιμών ηλεκτρικής ενέργειας για καθεμία από αυτές. Συγκεκριμένα, στην προκειμένη περίπτωση χρησιμοποιήθηκαν δεδομένα τιμών ηλεκτρικής ενέργειας του 2018-2019 και πιο συγκεκριμένα από τον Ιούνιο του 2018 μέχρι τον Μάιο του 2019, τα οποία αντλήθηκαν από την πλατφόρμα του ENTSO E-Transparency. Η χρήση ιστορικών δεδομένων ως στοιχείων εισόδου στο μαθηματικό μοντέλο κατασκευής καμπυλών προθεσμιακών τιμών (Price Forward Curve) προσφέρει σημαντικά πλεονεκτήματα στη διαμόρφωση μιας στατιστικά έγκυρης, ρεαλιστικής και οικονομικά συνεπούς καμπύλης. Συγκεκριμένα:
 - Πληροφόρηση για τη χρονική δομή της αγοράς
Τα ιστορικά δεδομένα προσδίδουν στο μοντέλο κρίσιμη πληροφορία για εποχικότητα, χρονικές τάσεις και την τυπική καμπυλότητα των τιμών σε βάθος χρόνου. Με τη χρήση

παρελθοντικών καταγραφών, η εξαγόμενη forward curve δεν βασίζεται μόνο σε λίγα σημεία παρατήρησης (bids/asks), αλλά ευθυγραμμίζεται με τη συνήθη δυναμική της αγοράς, ενισχύοντας τη σταθερότητα και αξιοπιστία του αποτελέσματος.

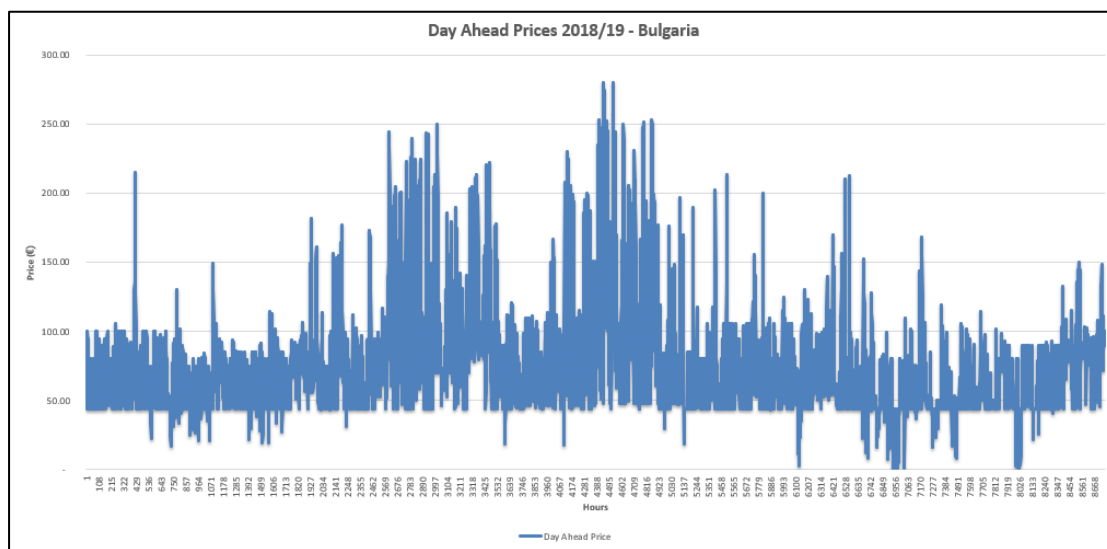
- ο Κατανόηση των συνθηκών και της «συμπεριφοράς» της αγοράς
Μέσω των ιστορικών δεδομένων, το μοντέλο αντανάκλα τις συνθήκες που επικρατούν για το συγκεκριμένο έτος όπως η ζήτηση, οι καιρικές συνθήκες ή η μεταβλητότητα των καυσίμων. Έτσι, η προθεσμιακή καμπύλη αποκτά χαρακτηριστικά που αποτυπώνουν όχι απλώς αριθμητική προσέγγιση, αλλά μια προσαρμογή στις οικονομικές πραγματικότητες της αγοράς.
- ο Εξομάλυνση της καμπύλης βάσει πραγματικής συμπεριφοράς
Ο δεύτερος όρος της αντικειμενικής συνάρτησης (η «ποινή καμπυλότητας») περιορίζει απότομες διακυμάνσεις και δημιουργεί μια ομαλή καμπύλη. Όταν η εξομάλυνση γίνεται με γνώμονα τα ιστορικά δεδομένα, αποφεύγεται ο κίνδυνος υπεραπλούστευσης ή ασυνέπειας σε χρονικές μεταβάσεις. Η προθεσμιακή καμπύλη ευθυγραμμίζεται με τη φυσική δομή της αγοράς όπως αυτή έχει καταγραφεί ιστορικά.
- ο Αξιοποίηση ως βάση ή αρχική εκτίμηση για παραμετρικά μοντέλα
Τα ιστορικά δεδομένα μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως αρχική τιμή (initial guess) ή ως στατιστικό πλαίσιο κανονικοποίησης, ενισχύοντας τη σταθερότητα σε πιο σύνθετα μοντέλα (π.χ. Bayesian ή ridge regression). Έτσι, η χρήση τους δεν είναι μόνο πληροφοριακή αλλά και δομική, συμβάλλοντας στη συνοχή και στην ταχύτερη σύγκλιση της βελτιστοποίησης.

- **Τιμές Συμβολαίων Μελλοντικής Εκπλήρωσης (Futures) :**
Συγκεκριμένα, μέσω της πλατφόρμας του EEX (European Energy exchange AG), εξήγαμε πληροφορίας για τις χρηματιστηριακές τιμές στις οποίες συναλλάσσονται τα futures στα χρηματιστήρια:
 - ο της Βουλγαρίας (EEX-PXE Power Bulgarian Futures),
 - ο της Ιταλίας (EEX Italian Power Futures) και
 - ο της Ουγγαρίας (EEX-PXE Power Hungarian Futures) στο χρηματιστήριο ενέργειας της οποίας, συναλλάσσονται τα futures για την αγορά της Βόρειας Μακεδονίας.

Τα δεδομένα που χρησιμοποιήθηκαν εδώ αφορούσαν τιμές ετήσιων, 3-μηνιαίων και μηνιαίων futures για προκειμένου να συμπεριληφθούν στην εξίσωση για τον υπολογισμό των άνω και κάτω ορίων των τιμών προσφοράς και ζήτησης που εφαρμόζονται στην μαθηματική μοντελοποίηση του προβλήματος και λειτουργήσουν ως κατευθυντήρια γραμμή για τις μέσες τιμές των εξαγόμενων προθεσμιακών τιμών που θα μας δημιουργήσουν σαν αποτέλεσμα τις τελικές μας καμπύλες. Οι σχέσεις που εφαρμόστηκαν για τον υπολογισμό των τιμών προσφοράς και ζήτησης ήταν πολύ απλές, καθώς εφαρμόστηκε μία μείωση και μία αύξηση κατά μισή μονάδα του ευρώ αντίστοιχα.

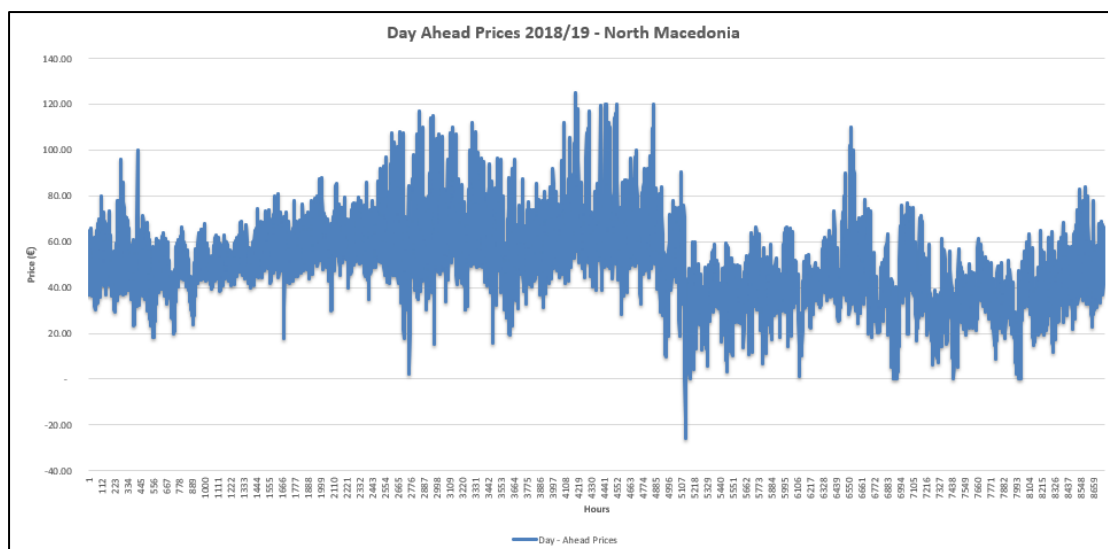
Ιστορικά Δεδομένα

Καθώς τα ιστορικά δεδομένα για τις τιμές ηλεκτρικής ενέργειας σε ωριαία βάση και σε βάθος ενός έτους είναι αρκετά εκτενή δεν θα είχε νόημα να τα παρουσιάσουμε αναλυτικά. Ωστόσο θα μπορούσαμε να παρουσιάσουμε κάποιες καμπύλες στις οποίες θα αναδεικνύονται όχι μόνο οι τιμές αυτών, αλλά θα είναι ευδιάκριτα και αρκετά ποιοτικά χαρακτηριστικά της καμπύλης που θα αφορούν εποχικότητα, τάσεις ανόδου/καθόδου των τιμών, άνω και κάτω όρια κτλ. Παρακάτω λοιπόν παρατίθενται οι καμπύλες ιστορικών δεδομένων του 2018-2019 για καθεμία από τις προαναφερθείσες χώρες:



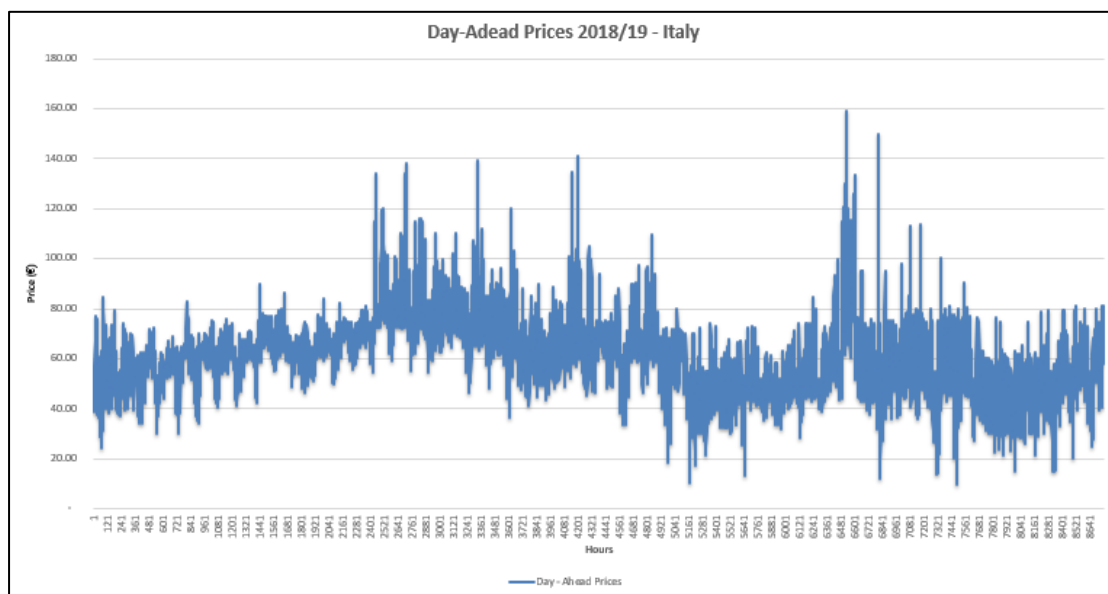
Διάγραμμα 1: Ωριαίες Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Βουλγαρία)

Στο παραπάνω διάγραμμα για τις τιμές της Βουλγαρίας, παρατηρείται σημαντική μεταβλητότητα κατά τη διάρκεια του έτους, με αιχμές τιμών που ξεπερνούν τα 250 €/MWh κυρίως στο πρώτο τρίμηνο. Οι τιμές εμφανίζουν έντονη συμπεριφορά, με εναλλαγές μεταξύ υψηλών και πολύ χαμηλών επιπέδων, γεγονός που υποδηλώνει πιθανή επίδραση εξωτερικών παραγόντων όπως η ζήτηση, οι καιρικές συνθήκες, η διαθεσιμότητα μονάδων και οι διασυνοριακές ροές. Το δεύτερο εξάμηνο του έτους δείχνει σχετικά πιο ήπια μεταβλητότητα, χωρίς όμως να λείπουν αιχμές και βυθίσματα.



Διάγραμμα 2: Ωριαίες Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Βόρεια Μακεδονία)

Στο συγκεκριμένο διάγραμμα που απεικονίζει τις τιμές επόμενης ημέρας στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας της Βόρειας Μακεδονίας, οι τιμές παρουσιάζουν σαφή εποχική διακύμανση, με σημαντικές αυξήσεις κατά τη διάρκεια του χειμώνα (Δεκέμβριος – Φεβρουάριος), όταν η ζήτηση για θέρμανση είναι αυξημένη, ενώ η παραγωγή από ΑΠΕ, όπως η ηλιακή, είναι περιορισμένη. Κατά τους θερινούς μήνες και κυρίως στο δεύτερο μισό του διαγράμματος, οι τιμές κινούνται σε χαμηλότερα επίπεδα, αν και παρατηρούνται στιγμές με αυξημένη μεταβλητότητα. Το εύρος τιμών κινείται κυρίως μεταξύ 20 και 120 €/MWh, με ακραίες τιμές (και αρνητικές) να εμφανίζονται σε συγκεκριμένες ώρες.

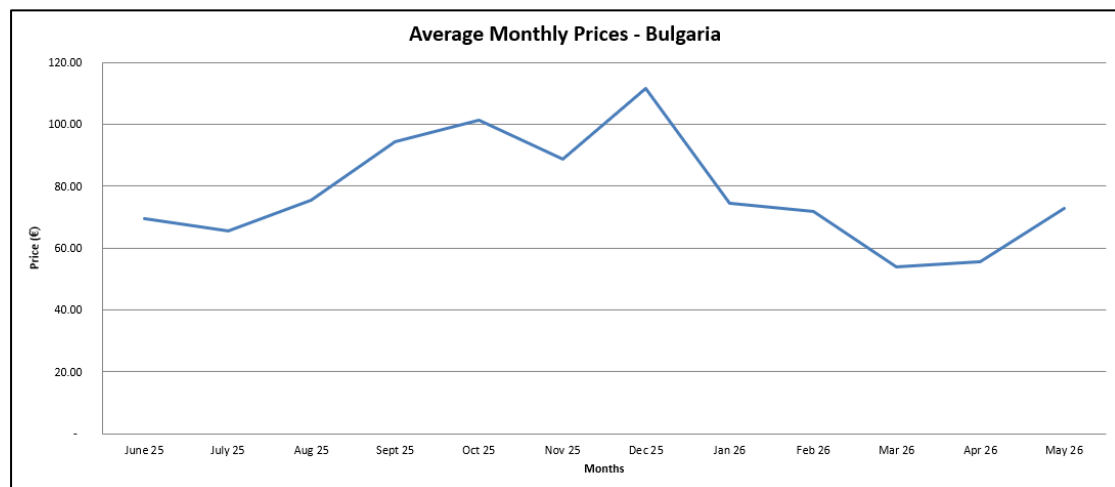


Διάγραμμα 3: Ωριαίες Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Ιταλία)

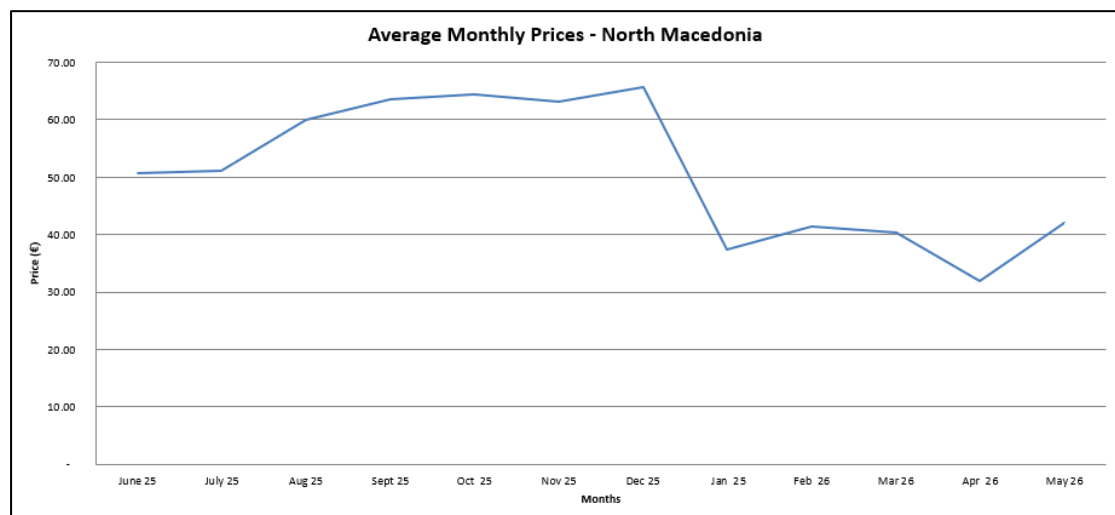
Στο παρόν διάγραμμα που αφορά τιμές ηλεκτρικής ενέργειας της Ιταλίας, παρατηρείται γενική εποχική διακύμανση, με σταδιακή άνοδο των τιμών από την αρχή του έτους προς το καλοκαίρι, όπου καταγράφονται και οι υψηλότερες αιχμές – πιθανόν λόγω αυξημένης ζήτησης για κλιματισμό και περιορισμένης

υδροηλεκτρικής παραγωγής. Κατά το φθινόπωρο και προς το τέλος του έτους, οι τιμές εμφανίζουν μικρότερη μεταβλητότητα, διατηρώντας όμως σημαντικές βυθίσεις και αιχμές. Η τιμολόγηση κινείται κυρίως μεταξύ 40 και 120 €/MWh, με σποραδικές τιμές πάνω από 160 €/MWh, υποδεικνύοντας στιγμές έντονης ενεργειακού μεταβλητότητας και αστάθειας. Συνολικά, το προφίλ τιμών καταδεικνύει μια πιο σταθερή αγορά σε σύγκριση με άλλες βαλκανικές χώρες, αλλά με έντονη εποχικότητα και ευαισθησία σε εξωτερικές επιρροές.

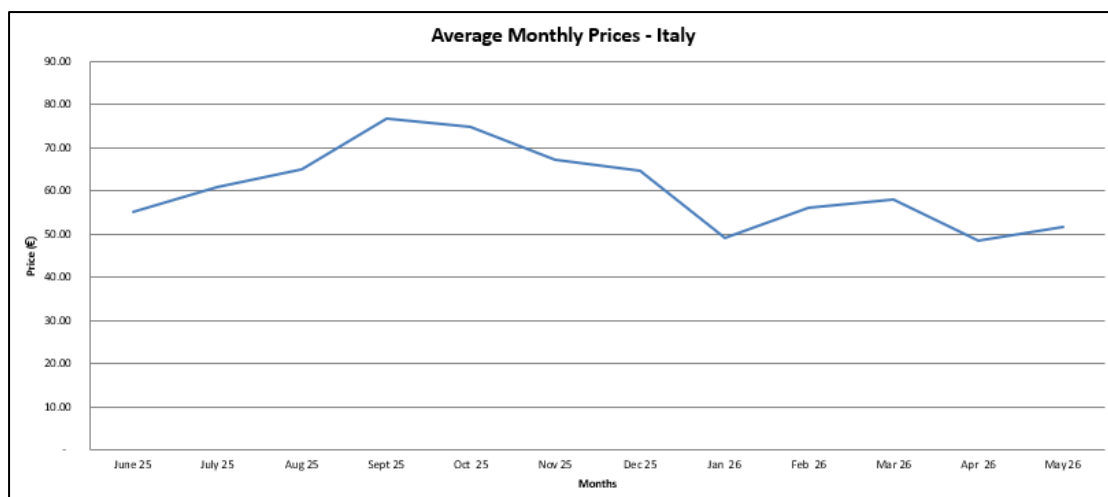
Ωστόσο, για να υπάρχει και μια πιο ξεκάθαρη εικόνα, παρακάτω αναπαρίστανται με την σειρά και σε μορφή μέσων όρων οι τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, που επιβεβαιώνουν τις παραπάνω παρατηρήσεις που έγιναν. Συγκεκριμένα:



Διάγραμμα 4: Μέσες Μηνιαίες Προθεσμιακές Τιμές (Forwards) Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιουνίου 2018-Μάιος 2019 (Βουλγαρία)



Διάγραμμα 5: Μέσες Μηνιαίες Προθεσμιακές Τιμές (Forwards) Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιουνίου 2025-Μάιος 2026(Βόρεια Μακεδονία)



Διάγραμμα 6: Μέσες Μηνιαίες Προθεσμιακές Τιμές (Forwards) Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιουνίου 2025-Μάιος 2026 (Ιταλία)

Τιμές Συμβολαίων Μελλοντικής Εκπλήρωσης (Futures)

Όσον αφορά τις τιμές των Futures όπως αυτές εξήχθησαν από την πλατφόρμα του European Energy Exchange (EEX), τόσο για base όσο και για peak load κατάσταση ετήσια, 3-μηνιαία και μηνιαία βάση, αλλά και τα Best Bid και Best Ask δεδομένα σε ευρώ ανά MWh, για καθεμία από τις ως άνω αναφερόμενες χώρες, αυτά παρουσιάζονται στους παρακάτω πίνακες:

- Βουλγαρία

Monthly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base
June 25	98.02	97.52	98.52
July 25			
Aug 25			
Sept 25			
Oct 25			
Nov 25			

Quarterly	Forward Price	Best Bid Base	Best Ask Base
Q3 2025	113.12	112.62	113.62
Q4 2025	111.78	111.28	112.28
Q1 2026			
Q2 2026			

Yearly	Forward Price	Best Bid Base	Best Ask Base
June 25 - May 26	103	102.5	103.5

- Βόρεια Μακεδονία

Monthly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Forward Price Peak	Best Bid Peak	Best Ask Peak
June 25	94	93.5	94.5	87.4	86.9	87.9
July 25	109.4	108.9	109.9	102	101.5	102.5
Aug 25	109.7	109.2	110.2	102.4	101.9	102.9
Sept 25	118.25	117.75	118.75	122.16	121.66	122.66
Oct 25	103.9	103.4	104.4	115.79	115.29	116.29
Nov 25	115.3	114.8	115.8	144.06	143.56	144.56

Quarterly	Forward Price	Best Bid Base	Best Ask Base	Forward Price	Best Bid Peak	Best Ask Peak
Q3 2025	112.4	111.9	112.9	109.4	108.9	109.9
Q4 2025	111.53	111.03	112.03	134.05	133.55	134.55
Q1 2026	112.13	111.63	112.63	128.77	128.27	129.27
Q2 2026	84.2	83.7	84.7	80.15	79.65	80.65

Yearly	Forward Price	Best Bid Base	Best Ask Base	Forward Price	Best Bid Peak	Best Ask Peak
June 25 - May 26	105.1	104.6	105.6	112.98	112.48	113.48

- Ιταλία

Monthly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Forward Price Peak	Best Bid Peak	Best Ask Peak
June 25	98.29	97.79	98.79	96.54	96.04	97.04
July 25	108.35	107.85	108.85	107.5	107	108
Aug 25	106.83	106.33	107.33	104.47	103.97	104.97
Sept 25	111.1	110.6	111.6			
Oct 25	106.54	106.04	107.04			
Nov 25	111.75	111.25	112.25			

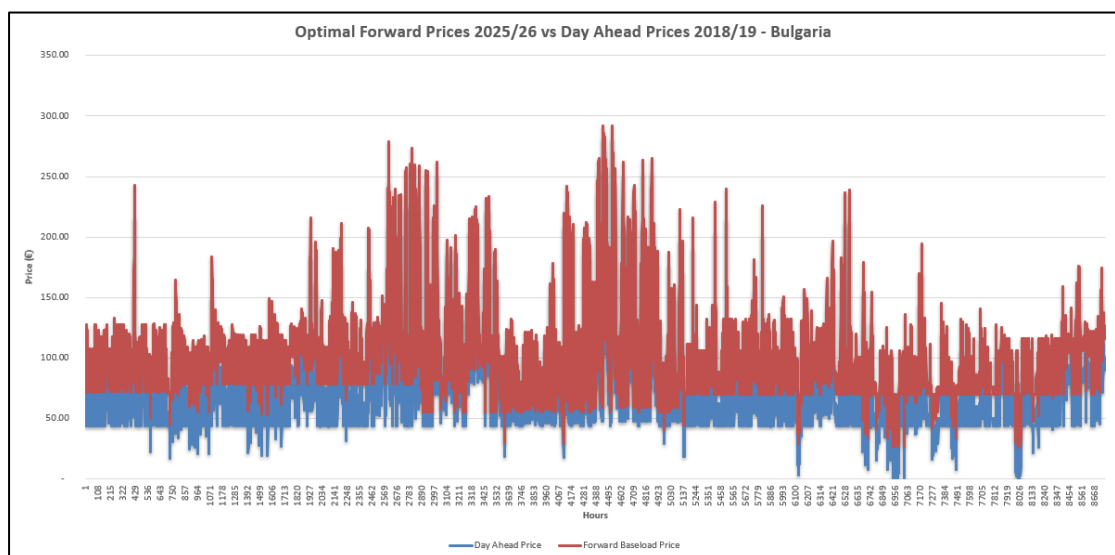
Quarterly	Forward Price	Best Bid Base	Best Ask Base	Forward Price	Best Bid Peak	Best Ask Peak
Q3 2025	108.74	108.24	109.24	108.88	108.38	109.38
Q4 2025	109.93	109.43	110.43	118.92	118.42	119.42
Q1 2026	109.9	109.4	110.4	117.91	117.41	118.41
Q2 2026	91.52	91.02	92.02	93.27	92.77	93.77

Yearly	Forward Price	Best Bid Base	Best Ask Base	Forward Price	Best Bid Peak	Best Ask Peak
June 25 - May 26	104.98	104.48	105.48	109.95	109.45	110.45

8.2 Αποτελέσματα

Χρησιμοποιώντας τα παραπάνω δεδομένα εισόδου (ιστορικά και συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης για κάθε χρονικό πλαίσιο) είχαμε ως αποτέλεσμα για καθεμία από τις γειτονικές χώρες κάποιες βέλτιστες χρονοσειρές προθεσμιακών τιμών, οι γραφικές παραστάσεις των οποίων σε αντιδιαστολή με τις τιμές της αγοράς επόμενης ημέρας (DAM) παρουσιάζονται παρακάτω:

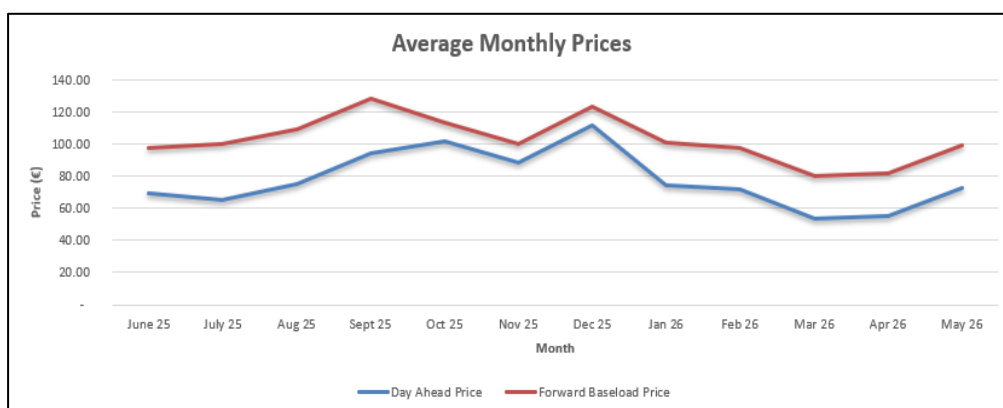
Βουλγαρία - BG



Διάγραμμα 7: Βέλτιστες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Ωριαίες Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Βουλγαρία)

Για το συγκεκριμένο διάγραμμα το οποίο παρουσιάζει μία σύγκριση μεταξύ των προθεσμιακών τιμών (Forwards) 2025-26 και των ιστορικών τιμών από την αγορά επόμενης ημέρας (DAM) 2018-19 τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας για την Βουλγαρία, εξήγαμε κάποιες μέσες τιμές των προθεσμιακών σε μηνιαία, 3-μηνιαία και ετήσια βάση. Αυτές παρουσιάζονται παρακάτω σε κάποιους συγκριτικούς πίνακες, αλλά και οπτικά μέσω γραφικών. Συγκεκριμένα έχουμε ότι:

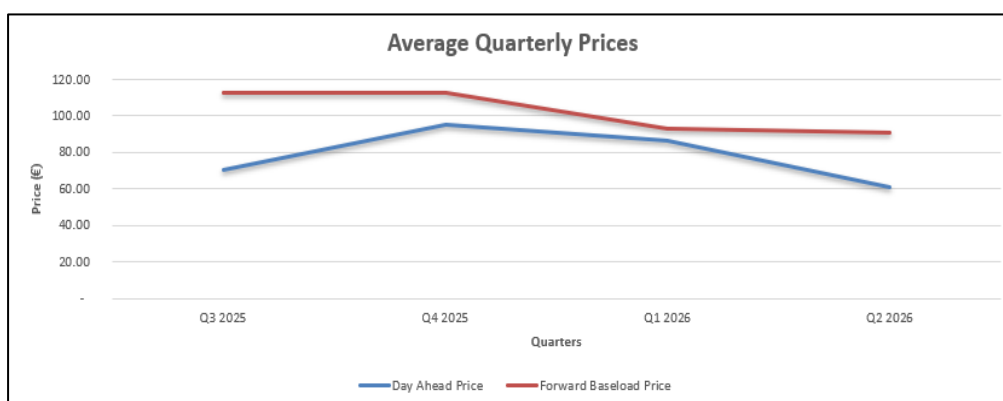
- Μηνιαία Αποτύπωση



Διάγραμμα 8: Βέλτιστες Μέσες Μηνιαίες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Βουλγαρία)

Monthly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
June 25	98.02	97.52	98.52	69.67	97.55
July 25				65.61	99.83
Aug 25				75.34	109.57
Sept 25				94.30	128.54
Oct 25				101.37	113.02
Nov 25				88.59	100.22
Dec 25				111.67	123.29
Jan 26				74.47	100.54
Feb 26				71.77	97.85
Mar 26				53.84	79.93
Apr 26				55.54	81.63
May 26				72.78	98.87

- 3-Μηνιαία Αποτύπωση



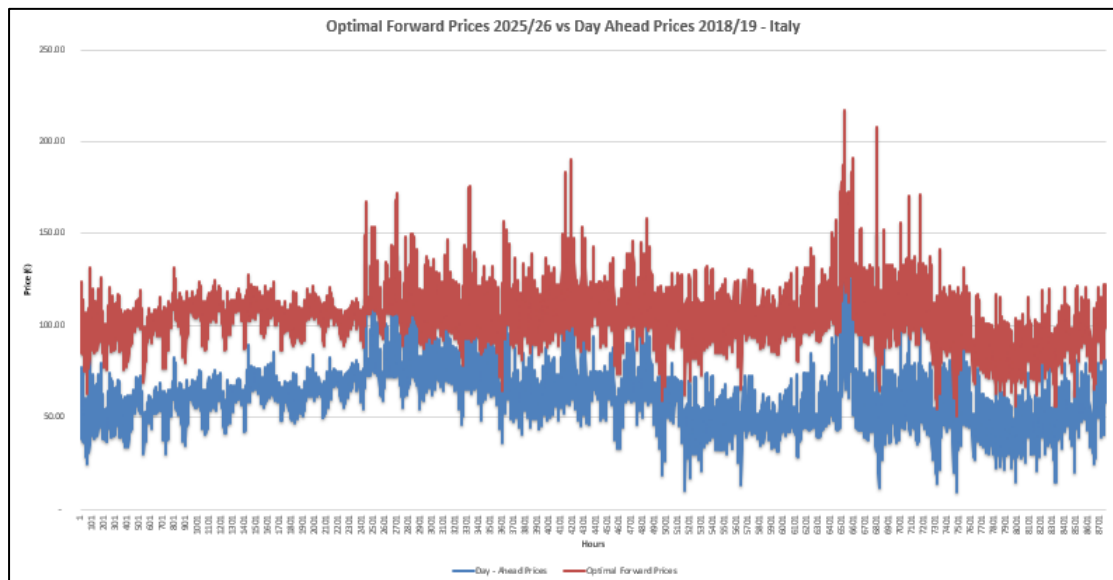
Διάγραμμα 9: Βέλτιστες Μέσες 3-Μηνιαίες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Βουλγαρία)

Quarterly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
Q3 2025	98.02	97.52	98.52	69.67	97.55
Q4 2025				65.61	99.83
Q1 2026				75.34	109.57
Q2 2026				94.30	128.54

- Ετήσια Αποτύπωση

Yearly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
June 25 - May 26	103	102.5	103.5	77.91	102.57

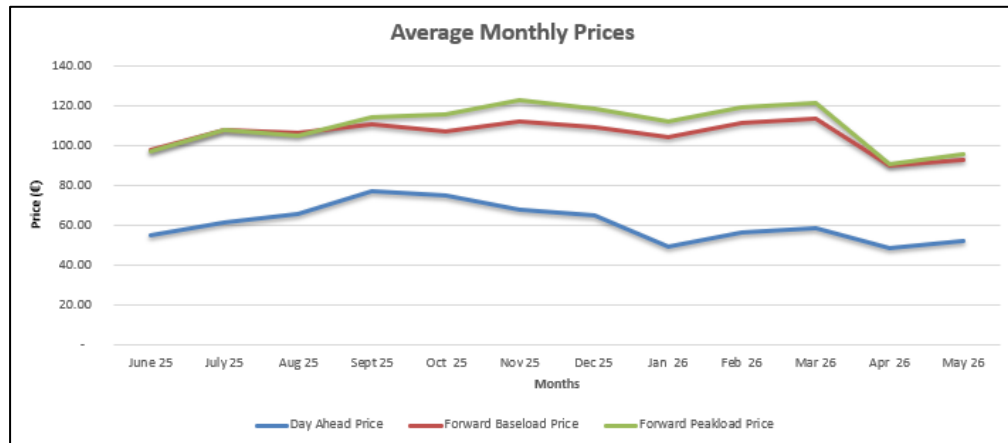
Ιταλία-IT



Διάγραμμα 10: Βέλτιστες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Ωριαίες Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Ιταλία)

Για το συγκεκριμένο διάγραμμα το οποίο παρουσιάζει μία σύγκριση μεταξύ των προθεσμιακών τιμών (Forwards) 2025-26 και των ιστορικών τιμών από την αγορά επόμενης ημέρας (DAM) 2018-19 τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας για την Ιταλία, εξήγαμε κάποιες μέσες τιμές των προθεσμιακών σε μηνιαία, 3-μηνιαία και ετήσια βάση. Αυτές παρουσιάζονται παρακάτω σε κάποιους συγκριτικούς πίνακες, αλλά και οπτικά μέσω γραφικών. Συγκεκριμένα έχουμε ότι:

- Μηνιαία Αποτύπωση

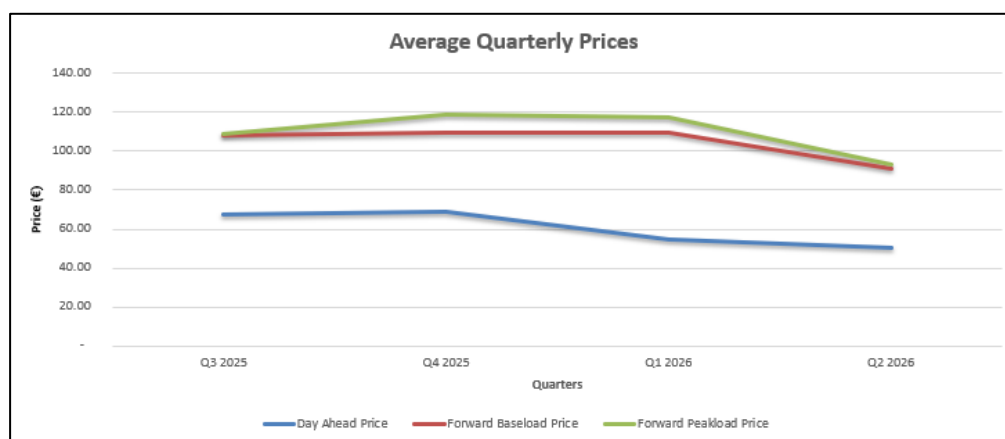


Διάγραμμα 11: Βέλτιστες Μέσες Μηνιαίες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Ιταλία)

Monthly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
June 25	98.29	97.79	98.79	55.14	97.79
July 25	108.35	107.85	108.85	60.87	107.85
Aug 25	106.83	106.33	107.33	65.21	106.33
Sept 25	111.1	110.6	111.6	76.84	110.61
Oct 25	106.54	106.04	107.04	74.88	107.03
Nov 25	111.75	111.25	112.25	67.36	111.96
Dec 25				64.77	109.39
Jan 26				49.17	104.07
Feb 26				56.24	111.16
Mar 26				58.12	113.04
Apr 26				48.51	89.46
May 26				51.66	92.60

Monthly	Forward Price Peak	Best Bid Peak	Best Ask Peak	Day Ahead Price	OFP Peak
June 25	96.54	96.04	97.04	55.14	96.97
July 25	107.5	107	108	60.87	107.84
Aug 25	104.47	103.97	104.97	65.21	104.77
Sept 25				76.84	113.89
Oct 25				74.88	115.38
Nov 25				67.36	122.84
Dec 25				64.77	118.69
Jan 26				49.17	112.03
Feb 26				56.24	119.11
Mar 26				58.12	121.41
Apr 26				48.51	90.34
May 26				51.66	95.43

- 3-Μηνιαία Αποτύπωση



Διάγραμμα 12: Βέλτιστες Μέσες 3-Μηνιαίες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Ιταλία)

Quarterly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
Q3 2025	108.74	108.24	109.24	67.64	108.26
Q4 2025	109.93	109.43	110.43	69.01	109.46
Q1 2026	109.9	109.4	110.4	54.51	109.42
Q2 2026	91.52	91.02	92.02	50.08	91.03

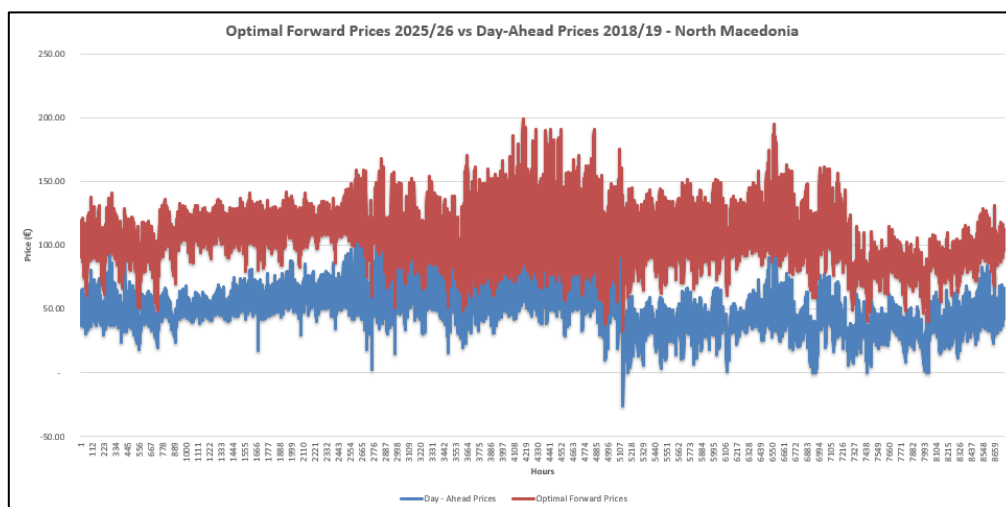
Quarterly	Forward Price Peak	Best Bid Peak	Best Ask Peak	Day Ahead Price	OFP Peak
Q3 2025	108.88	108.38	109.38	67.64	108.84
Q4 2025	118.92	118.42	119.42	69.01	118.97
Q1 2026	117.91	117.41	118.41	54.51	117.52
Q2 2026	93.27	92.77	93.77	50.08	92.89

- Ετήσια Αποτύπωση

Yearly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
June 25 - May 26	104.98	104.48	105.48	60.31	104.54

Yearly	Forward Price Peak	Best Bid Peak	Best Ask Peak	Day Ahead Price	OFP Peak
June 25 - May 26	109.95	109.45	110.45	60.31	109.55

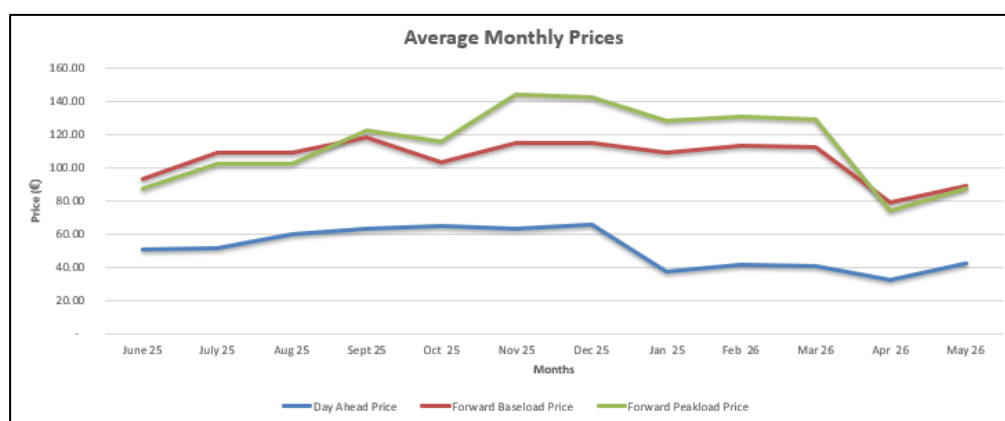
Βόρεια Μακεδονία-NM



Διάγραμμα 13: Βέλτιστες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Ωριαίες Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Βόρεια Μακεδονία)

Για το συγκεκριμένο διάγραμμα το οποίο παρουσιάζει μία σύγκριση μεταξύ των προθεσμιακών τιμών (Forwards) 2025-26 και των ιστορικών τιμών από την αγορά επόμενης ημέρας (DAM) 2018-19 τιμών της ηλεκτρικής ενέργειας για την Βόρεια Μακεδονία, εξήγαμε κάποιες μέσες τιμές των προθεσμιακών σε μηνιαία, 3-μηνιαία και ετήσια βάση. Αυτές παρουσιάζονται παρακάτω σε κάποιους συγκριτικούς πίνακες, αλλά και οπτικά μέσω γραφικών. Συγκεκριμένα έχουμε ότι:

- Μηνιαία Αποτύπωση

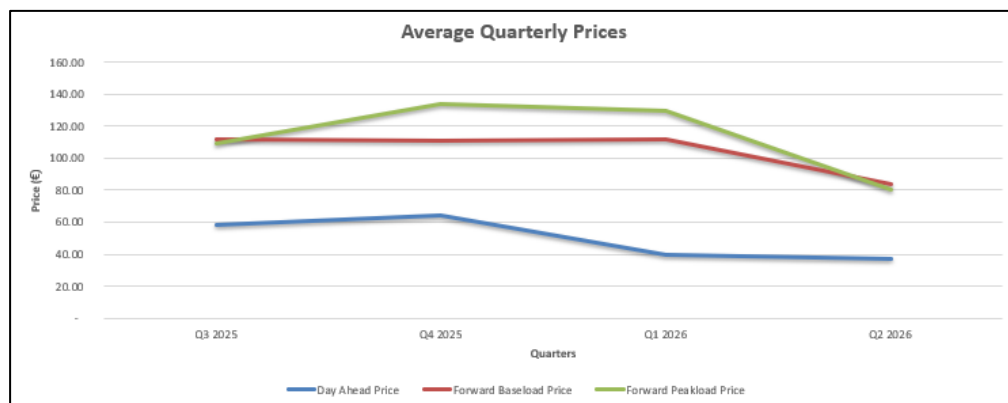


Διάγραμμα 14: Βέλτιστες Μέσες Μηνιαίες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Βόρεια Μακεδονία)

Monthly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
June 25	94	93.5	94.5	50.63	93.51
July 25	109.4	108.9	109.9	51.11	108.93
Aug 25	109.7	109.2	110.2	60.01	109.23
Sept 25	118.25	117.75	118.75	63.52	117.76
Oct 25	103.9	103.4	104.4	64.51	103.47
Nov 25	115.3	114.8	115.8	63.24	114.93
Dec 25				65.67	114.88
Jan 26				37.32	109.21
Feb 26				41.39	113.32
Mar 26				40.45	112.38
Apr 26				31.93	78.59
May 26				42.14	88.80

Monthly	Forward Price Peak	Best Bid Peak	Best Ask Peak	Day Ahead Price	OFP Peak
June 25	87.4	86.9	87.9	50.63	87.13
July 25	102	101.5	102.5	51.11	102.01
Aug 25	102.4	101.9	102.9	60.01	102.41
Sept 25	122.16	121.66	122.66	63.52	122.29
Oct 25	115.79	115.29	116.29	64.51	115.56
Nov 25	144.06	143.56	144.56	63.24	143.86
Dec 25				65.67	142.13
Jan 26				37.32	128.24
Feb 26				41.39	130.37
Mar 26				40.45	129.18
Apr 26				31.93	73.97
May 26				42.14	87.25

- 3-Μηνιαία Αποτύπωση



Διάγραμμα 15: Βέλτιστες Μέσες 3-Μηνιαίες Τιμές Forward Ιούνιος 2025-Μάιος 2026 vs Τιμές Ηλεκτρικής Ενέργειας Ιούνιος 2018-Μάιος 2019 (Βόρεια Μακεδονία)

Quarterly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
Q3 2025	112.4	111.9	112.9	58.21	111.97
Q4 2025	111.53	111.03	112.03	64.47	111.10
Q1 2026	112.13	111.63	112.63	39.72	111.64
Q2 2026	84.2	83.7	84.7	37.03	83.70

Quarterly	Forward Price Peak	Best Bid Peak	Best Ask Peak	Day Ahead Price	OFP Peak
Q3 2025	109.4	108.9	109.9	58.21	108.90
Q4 2025	134.05	133.55	134.55	64.47	133.85
Q1 2026	128.77	128.27	129.27	39.72	129.26
Q2 2026	80.15	79.65	80.65	37.03	80.61

- Ετήσια Αποτύπωση

Yearly	Forward Price Base	Best Bid Base	Best Ask Base	Day Ahead Price	OFP Base
June 25 - May 26	105.1	104.6	105.6	49.86	104.60

Yearly	Forward Price Peak	Best Bid Peak	Best Ask Peak	Day Ahead Price	OFP Peak
June 25 - May 26	112.98	112.48	113.48	49.86	113.16

Ωστόσο, καθώς ένα μεγάλο κομμάτι της παρούσας εργασίας αποτελεί η εκτίμηση/πρόβλεψη των προθεσμιακών τιμών ενέργειας είτε σαν μοναδικό φαινόμενο είτε για την χρήση των δεδομένων αυτών ως Τιμών Εκκαθάρισης της αγοράς ηλεκτρικής ενέργειας για τις γειτονικές αυτές χώρες, και με κάποιες προσαρμογές ως είσοδο για τις τιμές εισαγωγών/εξαγωγών με τις συγκεκριμένες χώρες με τις οποίες ο Ελλαδικός χώρος συναλλάσσεται ηλεκτρική ενέργεια, σημαντική καθίσταται η εξαγωγή κάποιων βασικών συμπερασμάτων, όπως αυτά που παρουσιάζονται και αναλύονται παρακάτω.

8.3 Παρατηρήσεις και Συμπεράσματα

1. Γενικό επίπεδο και διακύμανση τιμών: Οι προθεσμιακές τιμές (κόκκινη καμπύλη) κινούνται γενικά σε ανώτερα επίπεδα από τις τιμές της αγοράς του 2018, γεγονός που αντανακλά προσδοκίες για αυξημένο κόστος παραγωγής στο μέλλον (π.χ. λόγω ακριβότερων καυσίμων, αυξημένων CO₂ δικαιωμάτων ή μειωμένης παραγωγικής επάρκειας). Η διακύμανση των forward τιμών είναι επίσης έντονη, αλλά εμφανίζει πιο δομημένη εποχικότητα σε σχέση με τις τιμές της αγοράς επόμενης ημέρας.

2. Εποχικότητα και χρονικά μοτίβα: Η καμπύλη των προθεσμιακών τιμών παρουσιάζει σαφή εποχική συμπεριφορά: υψηλές τιμές κατά τους χειμερινούς μήνες (Νοέμβριος – Φεβρουάριος), όταν η ζήτηση για θέρμανση κορυφώνεται, και χαμηλότερες κατά το καλοκαίρι που οφείλεται κυρίως στην εισαγωγή ΑΠΕ. Η κατάσταση αυτή θα μεταβληθεί εφόσον εισαχθεί ικανοποιητικός αριθμός μπαταριών αποθήκευσης ενέργειας. Σε αντίθεση, οι τιμές της αγοράς επόμενης ημέρας του 2018 εμφανίζουν υψηλή και ακανόνιστη μεταβλητότητα, χωρίς πάντα να ακολουθούν την κλασική εποχική πορεία, γεγονός που πιθανώς αντανakλά την επίδραση έκτακτων γεγονότων ή ασταθών συνθηκών εκείνης της χρονιάς.

3. Σταθερότητα vs. Ρευστότητα

Οι προθεσμιακές τιμές διαμορφώνονται μέσω βελτιστοποίησης, λαμβάνοντας υπόψη μέσους όρους, τα ιστορικά δεδομένα της αγοράς επόμενης ημέρας, αλλά και τις προβλεπόμενες τιμές των συμβολαίων μελλοντικής εκπλήρωσης που σύμφωνα με τις οποίες, υπολογίστηκαν κάθε φορά τα μικρά διαστήματα των τιμών ζήτησης και προσφοράς (Best Bid & Best Ask). Αυτό εξηγεί την μειωμένη ωριαία μεταβλητότητα της κόκκινης καμπύλης, αλλά και τον λόγο για τον οποίο η καμπύλη προθεσμιακών τιμών είναι μορφολογικά παρόμοια με αυτή της αγοράς επόμενης ημέρας.

Ένα βασικό χαρακτηριστικό που επιβεβαιώνεται σε όλους τους πίνακες είναι ότι οι παραγόμενες προθεσμιακές τιμές σέβονται απόλυτα τα όρια ζήτησης και προσφοράς που δίνονται από την αγορά. Αυτό σημαίνει ότι το μοντέλο καμπυλών προθεσμιακών τιμών επιτυγχάνει τον στόχο του: δημιουργεί καμπύλες προθεσμιακών τιμών που βρίσκονται εντός στενών διαστημάτων αξιοπιστίας τα οποία αντανakλούν την διαφορά μεταξύ ζήτησης και προσφοράς (spread) της αγοράς για κάθε χρονική περίοδο.

Η τήρηση αυτών των ορίων διασφαλίζει ότι οι τιμές που προτείνονται από το μοντέλο:

- Δεν είναι υπερεκτιμημένες ή υποεκτιμημένες,
- Είναι εμπορεύσιμες και ρεαλιστικές, και
- Μπορούν να χρησιμοποιηθούν ως αναφορά σε συμβόλαια, hedging ή τιμολόγηση.

Παρατηρείται ότι για την πλειοψηφία των μηνών και τριμήνων, οι τιμές των forwards είναι πολύ κοντά είτε στο Best Bid είτε στο Best Ask, σε πολλές περιπτώσεις πιο κοντά στο ανώτερο όριο (ask).

Αυτό το φαινόμενο υποδηλώνει ότι το μοντέλο «ωθεί» την καμπύλη όσο το δυνατόν κοντύτερα σε κάποιο από τα δύο όρια, χωρίς να τα υπερβαίνει. Αυτή η συμπεριφορά μπορεί να ερμηνευτεί ως:

- Απόδειξη ότι το μοντέλο ελαχιστοποιεί το σφάλμα μεταξύ προβλεπόμενων και επιτρεπών τιμών, αποφεύγοντας την κεντρική εξομάλυνση σε περιπτώσεις ασύμμετρων διαφορών μεταξύ των τιμών ζήτησης και προσφοράς (spreads).
- Δείγμα ότι το οικονομικό σήμα είναι ισχυρότερο προς τη μία κατεύθυνση (είτε αυξανόμενη είτε μειούμενη).

Η σύγκριση της γενικής τάσης μεταξύ των τιμών forwards (είτε μέσω των είτε ωριαίων) και των spot τιμών της αγοράς επόμενης ημέρας (Day Ahead Market) αποκαλύπτει μια αξιοσημείωτη συγκλίνουσα δυναμική, η οποία προκύπτει κυρίως λόγω της ένταξης ιστορικών στοιχείων ως είσοδο στο μοντέλο καμπυλών προθεσμιακών τιμών(PFC). Αυτό έχει τις εξής επιπτώσεις και ερμηνείες:

- Υψηλό βαθμό συμμόρφωσης με τις παρατηρήσιμες τιμές αγοράς,
- Ρεαλιστική και εποχικά ευθυγραμμισμένη καμπύλη
- Λογικά επίπεδα εντός αποδεκτών ορίων ζήτησης/προσφοράς, με τάση προσέγγισης των άκρων όταν υπάρχει «καθαρό» εμπορικό σήμα.

Στην περίπτωση τώρα της Βόρειας Μακεδονίας έχουμε ένα φαινόμενο που δεν παρατηρείται σε καμία άλλη εκ των 3 χωρών προς μελέτη. Στην αρχή του χρόνου και για περίπου τους 3 πρώτους μήνες η βέλτιστη τιμή των προθεσμιακών τιμών σε μέγιστο φορτίο έχουν μικρότερη τιμή από ότι σε φορτίο κανονικού επιπέδου, το οποίο δεν είναι το αναμενόμενο. Αυτό συμβαίνει διότι όπως φαίνεται και από τους πίνακες των τιμών που έχουν παρατεθεί οι τιμές μελλοντικής εκπλήρωσης που εισήχθησαν σαν είσοδο στο μοντέλο μας ήταν μεγαλύτερες σε κανονικό φορτίο από ότι σε μέγιστο για αυτό το χρονικό διάστημα (June 2025-Aug 2025). Αυτό μπορεί να συμβαίνει για διάφορους λόγους με πιο συνηθισμένους τους παρακάτω:

- **Υψηλές τιμές σε εκτός αιχμής ώρες (off-peak):** Όταν η αγορά χαρακτηρίζεται από υψηλές τιμές ακόμη και τις νυχτερινές ή χαμηλής ζήτησης ώρες (off-peak), τότε ο μέσος όρος των ωρών βάσης (base = 24 ώρες/ημέρα) μπορεί να αυξηθεί σημαντικά. Σε τέτοια περίπτωση, η peak καμπύλη που π.χ. συγκεντρώνεται σε λιγότερες και συγκεκριμένες ώρες μπορεί να «χάσει» τις ακριβές ώρες off-peak που αυξάνουν τον μέσο όρο του base.
- **Ομοιόμορφη αύξηση κόστους παραγωγής:** Αν σε μια περίοδο υπάρχει γενική αύξηση στο κόστος παραγωγής (π.χ. ακριβότερα καύσιμα, CO₂, συντηρήσεις), τότε ακόμη και οι ώρες με χαμηλό φορτίο γίνονται ακριβές. Το base futures, που περιλαμβάνει όλο το 24ωρο, θα ενσωματώσει αυτό το αυξημένο κόστος πιο έντονα από ένα peak φορτίο περιορισμένων ωρών.
- **Υποκατάσταση φορτίου από ΑΠΕ στις ώρες peak:** Σε περιόδους με υψηλή διείσδυση ΑΠΕ (ιδίως φωτοβολταϊκών), κάποιες peak ώρες (όπως μεσημέρια) μπορεί να καλύπτονται κυρίως από ΑΠΕ με σχεδόν μηδενικό οριακό κόστος. Αυτό οδηγεί σε πώση των τιμών στις peak ώρες, ακόμη κι αν οι υπόλοιπες ώρες είναι ακριβές — άρα μειώνεται η τιμή peak σε σχέση με το base.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 9: Παραγωγή Μοντέλου Βελτιστοποίησης Ενεργειακού Μείγματος με την χρήση Μεικτού Ακέραιου Γραμμικού Προγραμματισμού (MILP) – Αποτελέσματα Προσομοίωσης

9.1 Δεδομένα Εισόδου για το μοντέλο Ένταξης Μονάδων Παραγωγής

Αφού λοιπόν εξήγαμε τα απαραίτητα αποτελέσματα για τις χρονοσειρές των προθεσμιακών τιμών ενέργειας των γειτονικών χωρών της Βουλγαρίας, της Ιταλίας και της Βόρειας Μακεδονίας, σειρά έχει η εξαγωγή των αποτελεσμάτων του μοντέλου προγραμματισμού ένταξης των μονάδων παραγωγής, που παρουσιάστηκε παραπάνω, με τελικό σκοπό την εκτίμηση της τιμής εκκαθάρισης της ηλεκτρικής ενέργειας προκειμένου να χρησιμοποιηθεί για την εκτίμηση της πραγματικής αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενης από τις 2 μορφές ΑΠΕ του προς μελέτη συστήματος την ηλιακή και την αιολική.

Για την ανάπτυξη του συγκεκριμένου μοντέλου εντάξαμε σαν δεδομένα εισόδου 41 μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας στην Ελλάδα, με διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής, χρονοσειρές τιμών για εισαγωγές/εξαγωγές με γειτονικές χώρες με τις οποίες η Ελλάδα συναλλάσσεται οι οποίες παρήχθησαν από το προηγούμενο μοντέλο,

Χρονοσειρές παραγωγής ενέργειας από ανανεώσιμες μορφές, καθώς και τεχνικά όρια, τα οποία θα αναλύσουμε ξεχωριστά ένα προς ένα.

Συγκεκριμένα και ξεκινώντας από τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας παρακάτω παρουσιάζεται ένας πίνακας με αυτές, καθώς και τα τεχνικά τους χαρακτηριστικά. Οπότε έχουμε ότι:

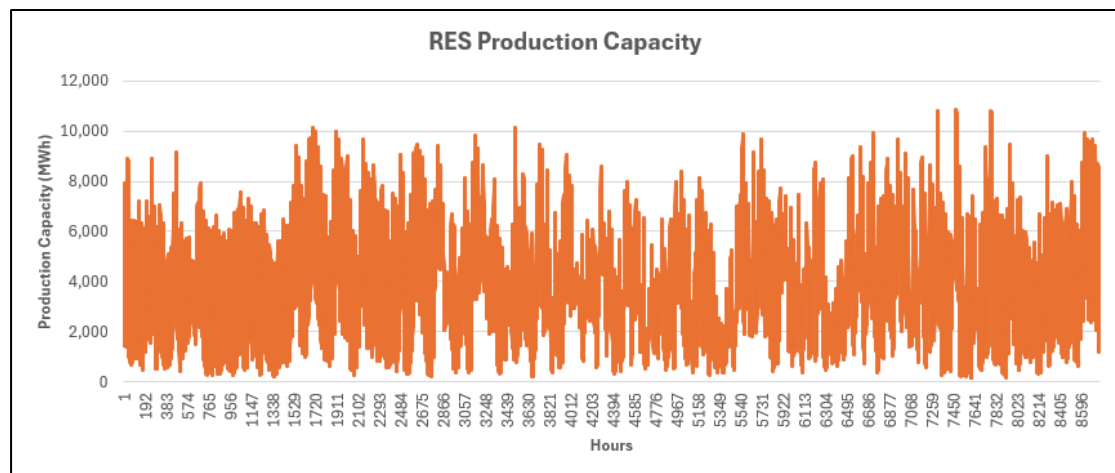
Units	Type	Pmax (MWh)	Pmin (MWh)	MUT (h)	MDT (h)	Ramp (MWh)	SUC (€)	SDC (€)
AG_DIMITRIOS1	Lignite	274	150	24	6	200	120,000	60,000
AG_DIMITRIOS2	Lignite	274	150	24	6	200	120,000	60,000
AG_DIMITRIOS3	Lignite	270	148	24	6	200	120,000	60,000
AG_DIMITRIOS4	Lignite	279	153	24	6	200	120,000	60,000
AG_DIMITRIOS5	Lignite	330	181	24	6	200	120,000	60,000
MEGALOPOLI4	Lignite	255	140	24	6	200	120,000	60,000
MELITI	Lignite	279	153	24	6	200	120,000	60,000
ALIVERI5	Gas	400	180	10	5	400	60,000	30,000
LAVRIO4	Gas	535	240	10	5	400	60,000	30,000
LAVRIO5	Gas	387	174	10	5	400	60,000	30,000
KOMOTINI	Gas	451	202	10	5	400	60,000	30,000
MEGALOPOLI_V	Gas	811	364	10	5	400	60,000	30,000
HERON1	Gas	49	4	10	5	400	60,000	30,000
HERON2	Gas	49	4	10	5	400	60,000	30,000
HERON3	Gas	49	4	10	5	400	60,000	30,000
HERON_CC	Gas	433	194	10	5	400	60,000	30,000
ELPEDISON_THESS	Gas	416	187	10	5	400	60,000	30,000
ELPEDISON_THISVI	Gas	403	181	10	5	400	60,000	30,000
ALOUMINIO	Gas	132	59	10	5	400	60,000	30,000
PROTERGIA_CC	Gas	415	186	10	5	400	60,000	30,000
KORINTHOS_POWER	Gas	413	185	10	5	400	60,000	30,000
PTOLEMAIDA5	Lignite	550	137	24	6	200	120,000	60,000
AG_NIKOLAOS2	Gas	750	187	10	5	400	60,000	30,000

KREMASTA	Hydro	300	0	0	0	600	0	0
KASTRAKI	Hydro	320	0	0	0	600	0	0
STRATOS1	Hydro	150	0	0	0	600	0	0
ILARIONAS	Hydro	66	0	0	0	600	0	0
POLYFYTO	Hydro	360	0	0	0	600	0	0
SFIKIA	Hydro	315	0	0	0	600	0	0
ASOMATA	Hydro	108	0	0	0	600	0	0
THESAVROS1	Hydro	120	0	0	0	600	0	0
THESAVROS2	Hydro	0	0	0	0	600	0	0
THESAVROS3	Hydro	120	0	0	0	600	0	0
PLATANOVRYSI	Hydro	110	0	0	0	600	0	0
POURNARI1	Hydro	300	0	0	0	600	0	0
POURNARI2	Hydro	33.6	0	0	0	600	0	0
P_AOOU	Hydro	210	0	0	0	600	0	0
LADONAS	Hydro	60	0	0	0	600	0	0
PLASTIRAS	Hydro	76	0	0	0	600	0	0
EDESSAIOS	Hydro	13	0	0	0	600	0	0
AGRAS	Hydro	13	0	0	0	600	0	0

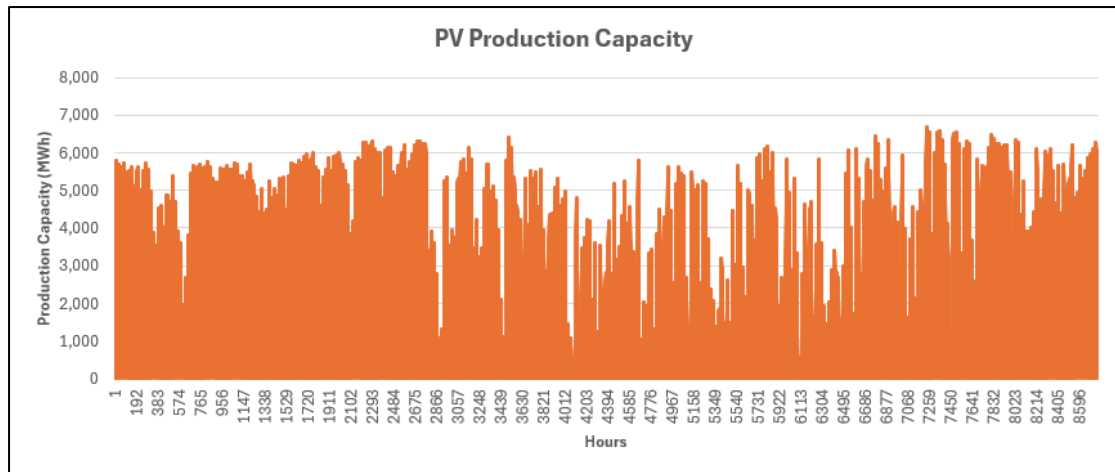
Συγκεκριμένα, όπως φαίνεται και στον παραπάνω πίνακα, για καθεμία από τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρική ενέργειας, υπάρχουν πληροφορίες σχετικά με:

- **Τύπος τεχνολογίας** που χρησιμοποιεί για να παράξει ενέργεια
- **Τεχνικοί περιορισμοί** όπως, τεχνικό μέγιστο (P_{max}), τεχνικό ελάχιστο (P_{min}), ράμπα ή μέγιστη μεταβολή της ικανότητας παραγωγής της μονάδας ανά ώρα, ελάχιστος χρόνος λειτουργίας από την εκκίνηση (MUT) και ελάχιστος χρόνος αδράνειας από την σβέση (MDT)
- **Κόστη** όπως, κόστος εκκίνησης και κόστος σβέσης κάθε μονάδας

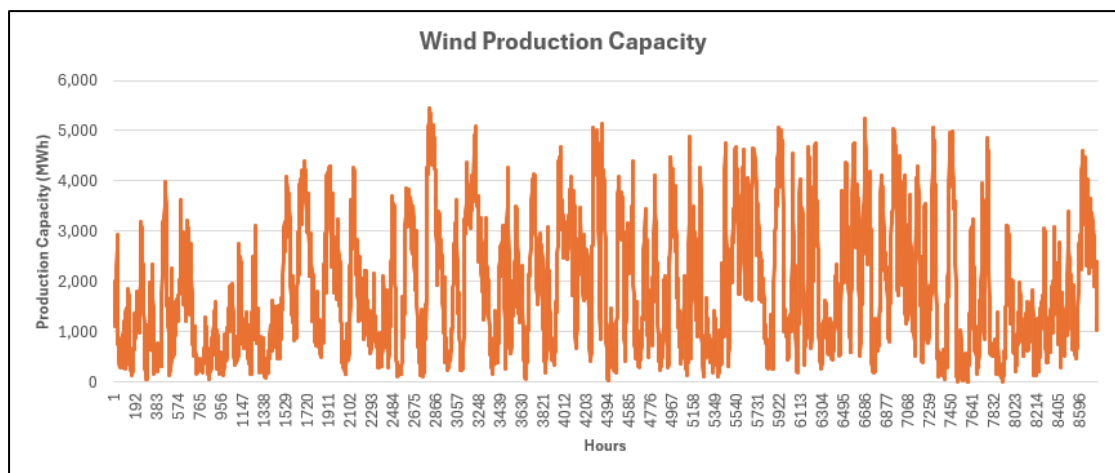
Στην συνέχεια, ένα ακόμα στοιχείο εισόδου απαραίτητο, είναι οι χρονοσειρές των ικανοτήτων των διαφορετικών τεχνολογιών παραγωγής ενέργειας μέσω ΑΠΕ, τις οποίες θα διαχωρίσουμε σε αιολικές, ηλιακές και άλλες. Λόγω της έκτασης παρουσιάζονται οι χρονοσειρές για καθεμία από τις τεχνολογίες σε οπτικοποιημένη μορφή:



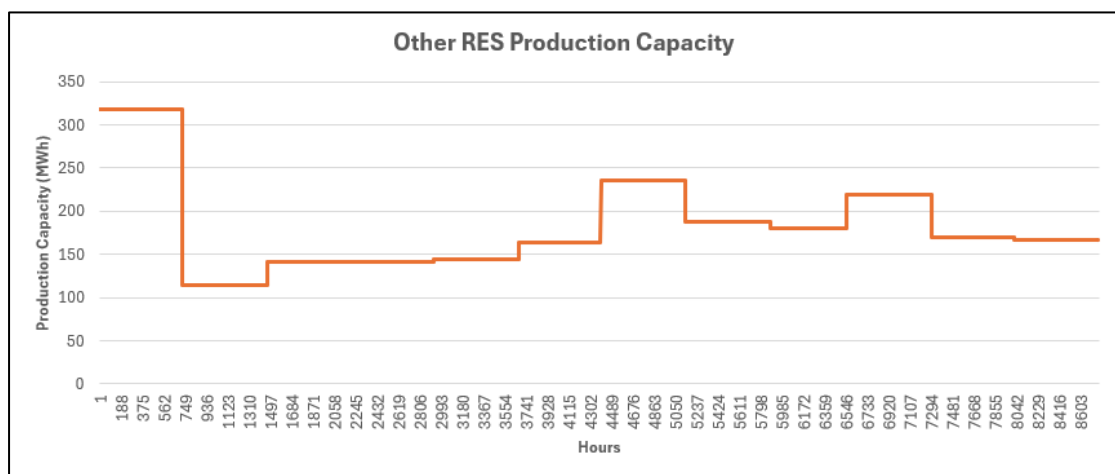
Διάγραμμα 16: Συνολική Ικανότητα Παραγωγής από ΑΠΕ σε MWh



Διάγραμμα 17: Ικανότητα Παραγωγής από Φωτοβολταϊκά σε MWh



Διάγραμμα 18: Ικανότητα Παραγωγής από Αιολικά σε MWh



Διάγραμμα 19: Ικανότητα Παραγωγής από Άλλες Ανανεώσιμες Μορφές σε MWh

Αυτό που παρατηρούμε από τα παραπάνω δεδομένα εισόδου είναι ότι στην περίπτωση των φωτοβολταϊκών και των αιολικών έχουμε μεγάλες διακυμάνσεις μεταξύ των ωρών με μεγαλύτερες αυτές των φωτοβολταϊκών αφού για τις πρώτες και τις τελευταίες ώρες της ημέρας είναι μηδενική (όπως ήταν αναμενόμενο). Ακόμα, στην περίπτωση των άλλων ανανεώσιμων μορφών ενέργειας,

παρατηρούμε ότι δεν έχουν τόσο μεγάλη συμβολή στο κομμάτι της παραγωγής σε σχέση με τα προαναφερθέντα, αλλά και ότι η ικανότητα παραγωγής τους παραμένει σταθερή για μεγάλα χρονικά διαστήματα του έτους.

Το κομμάτι της σταθερότητας όσον αφορά την ικανότητα παραγωγής μπορεί άμεσα να εξηγηθεί από τον τρόπο υπολογισμού αυτών. Αρχικά, θα πρέπει να αναφέρουμε για τις 2 προηγούμενες τεχνολογίες ΑΠΕ πως για τον υπολογισμό της χρονοσειράς της παραγωγικής τους ικανότητας δημιουργήθηκε γραμμική παρεμβολή των ιστορικών τους στοιχείων που μπορούμε εξήχθησαν από την πλατφόρμα του ENTSO E-Transparency, προκειμένου αυτά να ανέλθουν στα απαιτούμενα στοιχεία του Εθνικού Σχεδίου Ενέργειας μέχρι το 2030.

Για να δούμε τώρα το πως υπολογίστηκαν οι λοιπές ΑΠΕ, θα πρέπει να παρατηρήσουμε αρχικά τους παρακάτω πίνακες:

			Small Hydro		
Year	Month	Days	MW	GWh	CF
2024	1	31	279	72	35%
2024	2	29	281	61	31%
2024	3	31	281	91	44%
2024	4	30	286	57	28%
2024	5	31	286	54	25%
2024	6	30	285	32	16%
2024	7	31	285	23	11%
2024	8	31	285	20	9%
2024	9	30	285	18	9%
2024	10	31	290	18	8%
2024	11	30	296	24	11%
2024	12	31	296	76	35%

			Biomass		
Year	Month	Days	MW	GWh	CF
2024	1	31	279	72	35%
2024	2	29	281	61	31%
2024	3	31	281	91	44%
2024	4	30	286	57	28%
2024	5	31	286	54	25%
2024	6	30	285	32	16%
2024	7	31	285	23	11%
2024	8	31	285	20	9%
2024	9	30	285	18	9%
2024	10	31	290	18	8%
2024	11	30	296	24	11%
2024	12	31	296	76	35%

			Cogeneration		
Year	Month	Days	MW	GWh	CF
2024	1	31	279	72	35%
2024	2	29	281	61	31%
2024	3	31	281	91	44%
2024	4	30	286	57	28%
2024	5	31	286	54	25%
2024	6	30	285	32	16%
2024	7	31	285	23	11%
2024	8	31	285	20	9%
2024	9	30	285	18	9%
2024	10	31	290	18	8%
2024	11	30	296	24	11%
2024	12	31	296	76	35%

Αυτό που μπορούμε να διακρίνουμε από τα παρακάτω ιστορικά δεδομένα είναι ότι:

- Για τον υπολογισμό των άλλων ανανεώσιμων μορφών χρησιμοποιούνται στοιχεία από ισχύς και παραγωγή από μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες, παραγωγή από βιομάζα και συμπαραγωγή
- Χρησιμοποιώντας τα δεδομένα ισχύος και παραγωγής για κάθε μήνα του έτος μπορεί να υπολογιστεί ένας παράγοντας χωρητικότητας (capacity factor) για κάθε τεχνολογία

Χρησιμοποιώντας λοιπόν, τον παράγοντα χωρητικότητας που υπολογίστηκε για κάθε τεχνολογία κάθε μήνα και για μία προβλεπόμενη χωρητικότητα 300MW για τις μικρές υδροηλεκτρικές μονάδες, 135MWh για τις μονάδες παραγωγής με βιομάζα και την συμπαραγωγή έχουμε τα παρακάτω:

		Small Hydro		
		CF	Capacity (MW)	Value (MWh)
2025	6	16%	300	46
	7	11%	300	32
	8	9%	300	28
	9	9%	300	26
	10	8%	300	25
	11	11%	300	33
	12	35%	300	103
2026	1	35%	300	104
	2	31%	300	93
	3	44%	300	130
	4	28%	300	83
	5	25%	300	76

		Biomass		
		CF	Capacity (MW)	Value (MWh)
2025	6	55%	135	74
	7	53%	135	71
	8	54%	135	73
	9	57%	135	76
	10	57%	135	77
	11	59%	135	79
	12	59%	135	79
2026	1	55%	135	74
	2	57%	135	77
	3	57%	135	77
	4	56%	135	76
	5	59%	135	79

		Cogeneration		
		CF	Capacity (MW)	Value (MWh)
2025	6	29%	135	39
	7	8%	135	11
	8	31%	135	41
	9	29%	135	39
	10	33%	135	43
	11	39%	135	52
	12	40%	135	53
2026	1	7%	135	9
	2	8%	135	10
	3	9%	135	12
	4	8%	135	10
	5	8%	135	11

Έτσι λαμβάνοντας υπόψη τις παραγόμενες αξίες σε MWh και υπολογίζοντας το άθροισμά τους για κάθε μήνα, έχουμε σταθερή ουσιαστικά ικανότητα παραγωγής για κάθε μήνα που ανέρχεται στο σύνολο αυτών των τιμών σε επίπεδο MWh.

Εν συνεχεία, για τον υπολογισμό του κόστους κάθε ώρα των μονάδων παραγωγής για κάθε τεχνολογία με τις μαθηματικές σχέσεις που έχουν αναλυθεί στο κεφάλαιο 7, απαραίτητη ήταν η εξαγωγή δεδομένων των προθεσμιακών τιμών για λιγνίτη, φυσικό αέριο και μονάδων δικαιώματος εκπομπής ρύπων (EUA). Αυτά παρατίθενται στον παρακάτω πίνακα:

Year	Month	Lignite (€/MWh)	Natural Gas (€/MWh)	Emmissions (€/MWh)
2025	6	105.06	32.43	65.25
	7	105.06	32.54	65.25
	8	105.06	32.88	65.25
	9	105.06	32.78	65.25
	10	105.06	33.20	65.25
	11	105.06	33.30	65.25
	12	105.06	33.65	65.25
2026	1	105.06	33.58	66.90
	2	105.06	33.25	66.90
	3	105.06	32.88	66.90
	4	105.06	30.40	66.90
	5	105.06	29.68	66.90

Για πληρότητα υπολογισμού δεν θα μπορούσε να παραληφθεί το κομμάτι των εισαγωγών και των εξαγωγών του συστήματος. Για το συγκεκριμένο έχουμε δεδομένα τα οποία αναφέρονται σε 3 διαφορετικά ζητήματα.

1. Δυνατότητα Μεταφοράς Ενέργειας μέσω Καλωδίου Διασύνδεσης (ATC)

Στους παρακάτω πίνακες παρουσιάζονται δεδομένα για την δυνατότητα μεταφοράς ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ της Ελλάδας και των γειτονικών χωρών είτε εισαγωγικά στον πρώτο πίνακα είτε εξαγωγικά στον δεύτερο κατά σειρά πίνακα. Συγκεκριμένα, για κάθε χώρα έχουμε τα παρακάτω στοιχεία:

Year	Month	ALGR (MWh)	BGGR (MWh)	ITGR (MWh)	MKGR (MWh)	TRGR (MWh)
2025	6	600	955	694	600	250
	7	600	953	700	600	250
	8	536	900	689	567	250
	9	519	880	682	519	250
	10	458	739	544	450	250
	11	600	922	200	541	250
	12	600	969	570	600	250
2026	1	600	1,000	700	600	250
	2	591	1,017	700	591	250
	3	561	1,143	666	561	250
	4	566	1,289	200	566	250
	5	600	1,285	700	700	250

Year	Month	GRAL (MWh)	GRBG (MWh)	GRIT (MWh)	GRMK (MWh)	GRTR (MWh)
2025	6	550	846	694	550	300
	7	550	891	700	550	300
	8	545	913	700	575	291
	9	573	893	688	573	273
	10	535	732	544	600	350
	11	600	919	200	586	366
	12	600	868	570	600	366

2026	1	600	983	700	600	366
	2	591	960	700	591	338
	3	600	1,026	666	600	349
	4	466	1,162	200	566	350
	5	498	1,134	700	700	300

2. Μακροπρόθεσμες (Long-Term) Εισαγωγές/Εξαγωγές

Ένα ακόμα στοιχείο εισόδου του προβλήματος ένταξης μονάδων παραγωγής ενέργειας, το οποίο έχουμε στην διάθεσή μας, αφορά τις προγραμματισμένες – μακροπρόθεσμες συναλλαγές ποσοτήτων ηλεκτρικής ενέργειας μεταξύ των προς μελέτη χωρών (Ελλάδας και γειτονικών χωρών). Συγκεκριμένα, έχουμε σαν δεδομένα τους παρακάτω πίνακες για τις ποσότητες που μεταφέρονται κάθε ώρα από και προς το ελληνικό προς μελέτη σύστημα:

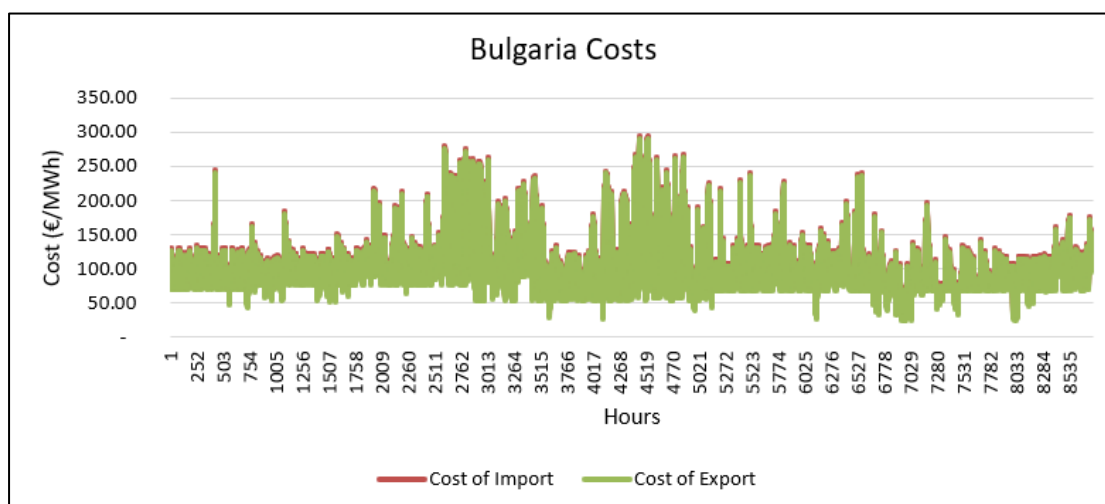
Year	Month	ALGR (MWh)	BGGR (MWh)	ITGR (MWh)	MKGR (MWh)	TRGR (MWh)
2025	6	212	0	0	167	48
	7	296	0	0	266	49
	8	214	0	0	231	48
	9	151	0	0	151	47
	10	151	0	0	179	47
	11	239	0	0	186	49
	12	296	0	0	226	49
2026	1	375	0	0	263	44
	2	300	0	0	229	48
	3	291	0	0	219	46
	4	219	0	0	198	47
	5	238	0	0	200	45

Year	Month	GRAL (MWh)	GRBG (MWh)	GRIT (MWh)	GRMK (MWh)	GRTR (MWh)
2025	6	74	0	0	51	15
	7	77	0	0	14	3
	8	115	0	0	34	18
	9	146	0	0	91	15
	10	192	0	0	58	18
	11	81	0	0	56	9
	12	96	0	0	98	4
2026	1	9	0	0	11	38
	2	36	0	0	26	26
	3	38	0	0	22	25
	4	65	0	0	19	14
	5	7	0	0	7	30

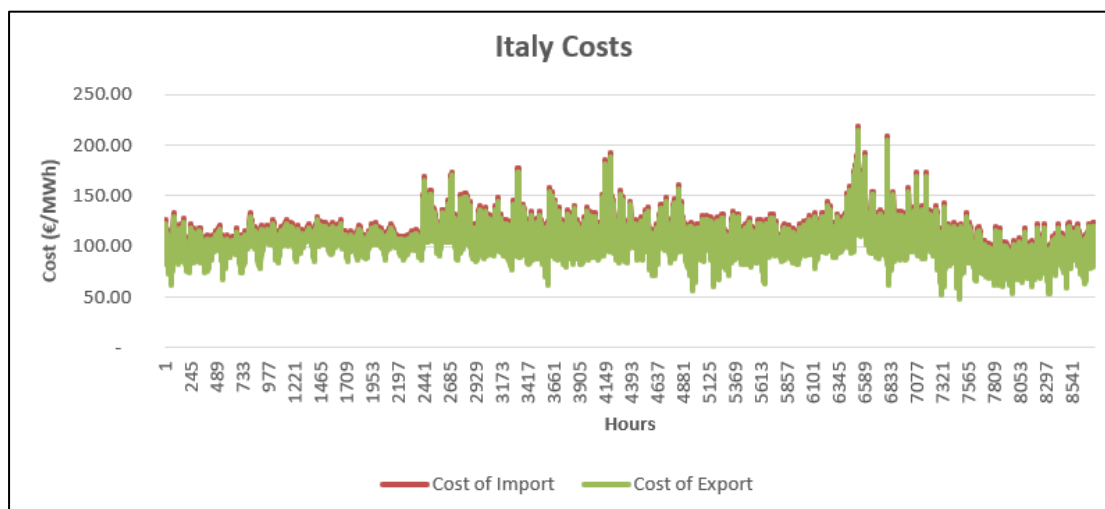
3.Χρονοσειρές Τιμών Εισαγωγών/Εξαγωγών

Στην προκειμένη περίπτωση χρησιμοποιούμε τις χρονοσειρές που εξήχθησαν από το μοντέλο καμπυλών προθεσμιακών τιμών όσον αφορά τις συναλλαγές με τις Βουλγαρία, Ιταλία και Βόρεια Μακεδονία προσθέτοντας ή αφαιρώντας αντίστοιχα έναν προσθετικό/αφαιρετικό παράγοντα, ανάλογα με το αν υπολογίζουμε τιμές εισαγωγών ή εξαγωγών αντίστοιχα. Για τις χώρες της Αλβανίας και Τουρκίας οι τιμές αυτές τέθηκαν ως default στο 0.

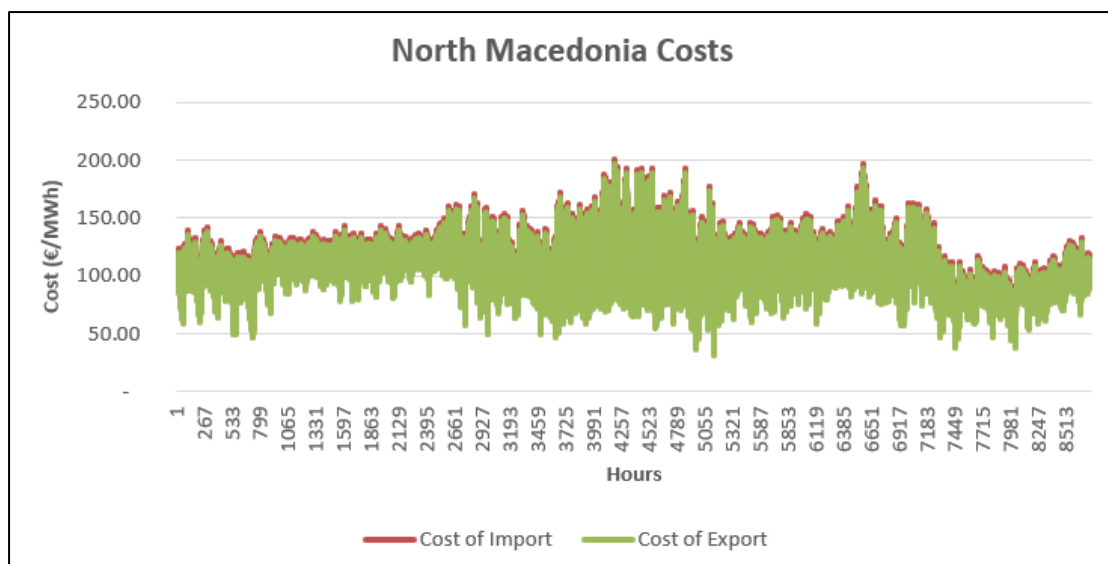
Συγκεκριμένα, για τις χώρες με μη μηδενικές χρονοσειρές τιμών έχουμε τα παρακάτω γραφήματα που τις απεικονίζουν:



Διάγραμμα 20: Ωριαία Κόστη Εισαγωγών και Εξαγωγών Βουλγαρίας σε €/MWh

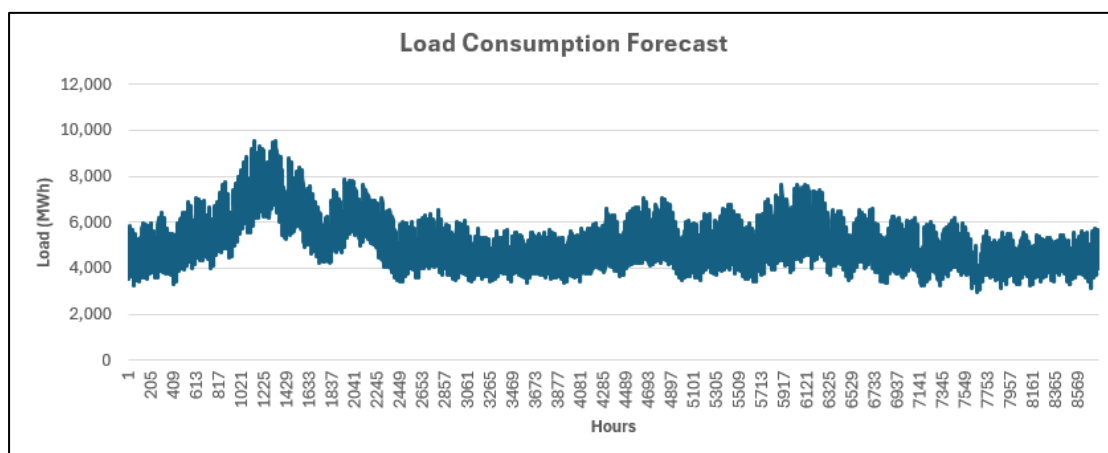


Διάγραμμα 21: Ωριαία Κόστη Εισαγωγών και Εξαγωγών Ιταλίας σε €/MWh



Διάγραμμα 22: Ωριαία Κόστη Εισαγωγών και Εξαγωγών Βόρειας Μακεδονίας σε €/MWh

Συνεχίζοντας, και προκειμένου να μπορούμε να έχουμε έναν συγκεκριμένο στόχο για το μοντέλο ένταξης μονάδων παραγωγής, θα πρέπει να έχουμε μία συγκεκριμένη χρονοσειρά ζήτησης φορτίο προς κατανάλωση. Αυτή για το προς μελέτη διάστημα (Ιούνιος 2025 – Μάιος 2026) αναπαρίσταται γραφικά παρακάτω και αντικατοπτρίζει μία τυπική πρόβλεψη ζήτησης για το χρονικό αυτό διάστημα:



Διάγραμμα 23: Πρόβλεψη Ωριαίων Φορτίων Κατανάλωσης σε MWh

Ακόμα προκειμένου το μοντέλο που αποτυπώσαμε να λειτουργεί σωστά και σεβόμενο τους περιορισμούς από την πρώτη ώρα λειτουργίας του ($t=0$), εισήχθησαν σε αυτό κάποιες αρχικές συνθήκες για την κατάσταση στην οποία βρίσκονταν οι προς εξέταση μονάδες παραγωγής του συστήματος την προηγούμενη ημέρα. Το πιο ουσιαστικό μέρος αυτών των αρχικών συνθηκών ήταν ο ορισμός των συνεχόμενων ωρών λειτουργίας ορισμένων εκ των μονάδων την προηγούμενη ημέρα προκειμένου να εξετάσουμε αν το μοντέλο σέβεται τους χρονικούς περιορισμούς. Στην περίπτωση της παρούσας διπλωματικής, οι περιορισμοί που εισήχθησαν ήταν αυτοί που παρουσιάζονται στον παρακάτω πίνακα.

<i>Units</i>	<i>TU initial (hours)</i>
LAVRIO4	5
KOMOTINI	3
MEGALOPOLI_V	4
HERON_CC	6
ALOUMINIO	4
KORINTHOS_POWER	5
AG_NIKOLAOS2	7

Οι αρχικές αυτές τιμές στην προκειμένη περίπτωση καθιστά τις 7 αυτές μονάδες, απαραίτητες στο να λειτουργήσουν και την ημέρα από την οποία ξεκινά η δική μας μελέτη τουλάχιστον για να καλύψουν τον ελάχιστο χρόνο σε λειτουργία (MUT) που έχει οριστεί για καθεμία από αυτές.

Για την διαφοροποίηση των μονάδων μεταξύ τους όσον αφορά σε κόστος παραγωγής, στο μοντέλο εισήχθησαν και κάποιοι προσθετικοί ή αφαιρετικοί όροι, που έχουν ρόλο στον υπολογισμό της εξίσωσης ωραίου κόστους των μονάδων αυτών. Οι τιμές αυτών των όρων παρουσιάζονται για κάθε μονάδα στον παρακάτω πίνακα:

<i>Units</i>	<i>Cost Adders</i>
AG_DIMITRIOS1	300.00
AG_DIMITRIOS2	300.00
AG_DIMITRIOS3	300.00
MEGALOPOLI_V	- 2.50
HERON1	300.00
HERON2	300.00
HERON3	300.00
HERON_CC	- 1.00
ELPEDISON_THESS	- 0.50
ELPEDISON_THISVI	- 0.50
PROTERGIA_CC	- 2.00
KORINTHOS_POWER	- 2.00
PTOLEMAIDA5	- 20.00
AG_NIKOLAOS2	- 2.50

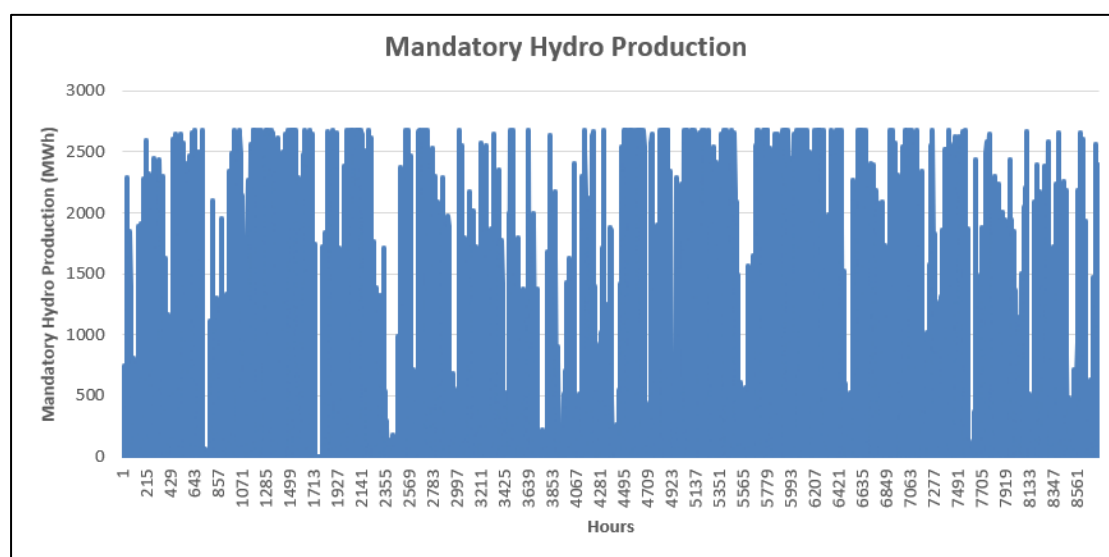
Οι σταθερές τιμές που παρουσιάζονται στον παραπάνω πίνακα είναι εκφρασμένες σε €/MWh παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας από τις συγκεκριμένες μονάδες και εφαρμόζονται κάθε ώρα και για κάθε μήνα του προς μελέτη χρονικού διαστήματος κατά το οποίο πραγματοποιείται η βελτιστοποίηση του προβλήματος ένταξης των μονάδων παραγωγής.

Εύκολα λοιπόν μπορούμε να συμπεράνουμε σε συνδυασμό με τις προθεσμιακές τιμές που γνωρίζουμε για τον υπολογισμό των τιμών των παραπάνω μονάδων, ότι σε κάθε περίπτωση οι μονάδες του Αγίου Δημητρίου και του Ήρωνα (με εξαίρεση την CC) θα χρησιμοποιούνταν τελευταίες για την παραγωγή ενέργειας στο σύστημά μας, καθώς είναι οικονομικά ασύμφορες σε σχέση με τις υπόλοιπες.

Τέλος και σαν αποτέλεσμα του μοντέλου αποκοπής αιχμών ζήτησης στο οποίο έχουμε βάλει ως ζητούμενο οι παραγόμενες MWh σε μηνιαίο επίπεδο να

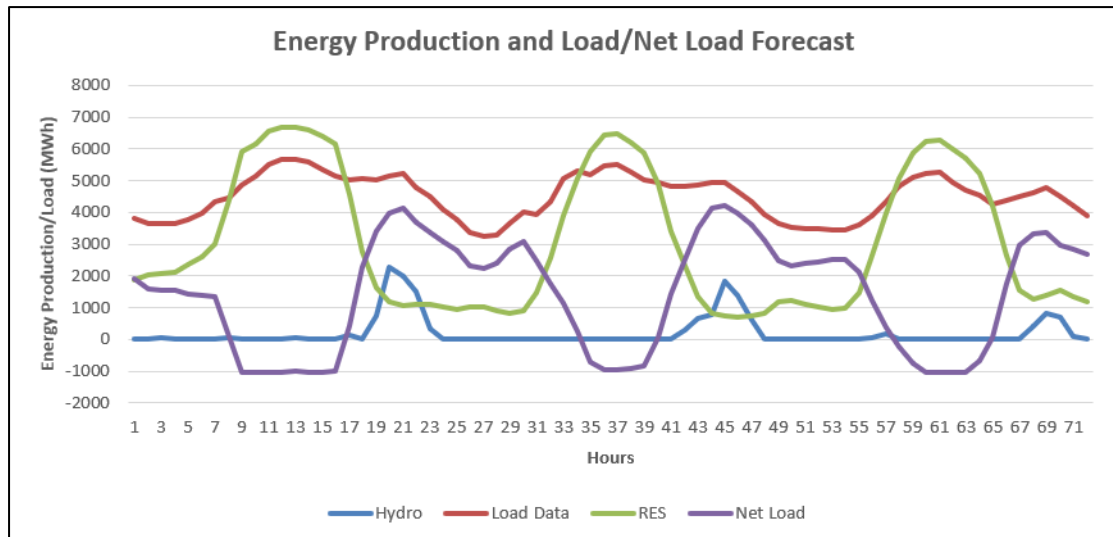
ακολουθεί τα δεδομένα του παρακάτω πίνακα, παρουσιάζεται και η χρονοσειρά των φορτίων υποχρεωτικής παραγωγής και έγχυσης από υδροηλεκτρικές μονάδες παραγωγής. Για την παραγωγή του εν λόγω πίνακα χρησιμοποιήσαμε δεδομένα της υποχρεωτικής έγχυσης υδροηλεκτρικών μονάδων παραγωγής από το 2018 έως και το 2021, και υπολογίσαμε έναν μέσο όρων αυτών σε επίπεδο μήνα και σε επίπεδο έτους. Συγκεκριμένα:

Year	Month	2018 (MWh)	2019 (MWh)	2020 (MWh)	2021 (MWh)	Mandatory Hydro (MWh)
2025	6	330,587	291,294	297,807	301,215	305,226
	7	381,587	318,224	322,500	429,600	362,978
	8	362,203	351,529	283,553	392,384	347,417
	9	302,479	234,465	232,148	208,116	244,302
	10	223,423	172,283	150,436	202,844	187,247
	11	240,326	166,346	177,088	205,533	197,323
	12	250,112	265,059	156,386	704,340	343,974
2026	1	199,714	350,944	211,307	637,385	349,838
	2	338,005	250,479	108,227	770,563	366,819
	3	951,822	162,976	138,988	244,938	374,681
	4	530,438	154,248	148,954	177,621	252,815
	5	284,856	208,176	209,420	266,432	242,221



Διάγραμμα 24: Ωριαία Υποχρεωτική Υδροηλεκτρική Παραγωγή σε MWh

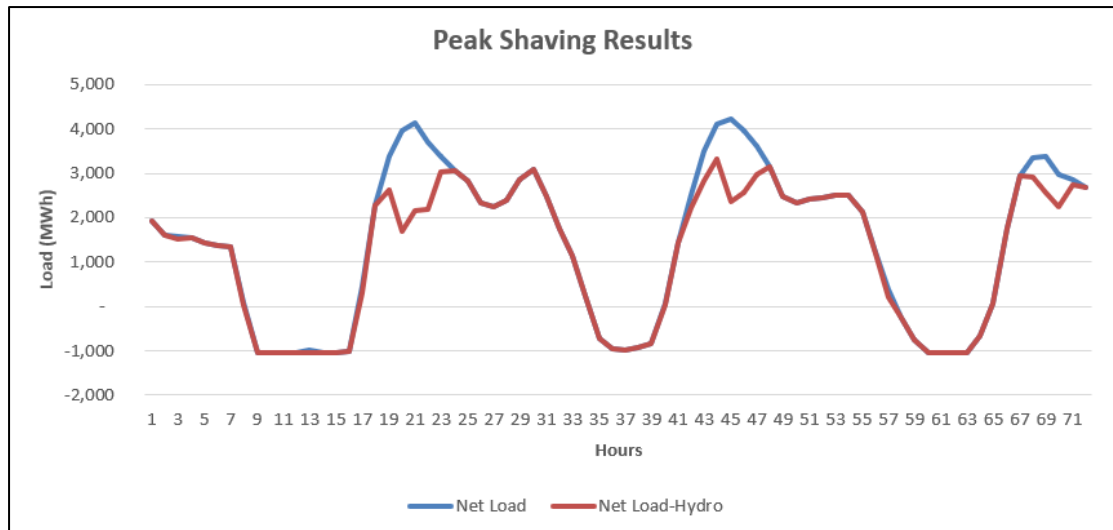
Ωστόσο, εκτός από την χρήση της χρονοσειράς των ποσοτήτων υποχρεωτικής παραγωγής από υδροηλεκτρικές μονάδες για την βελτιστοποίηση του μοντέλου ένταξης των μονάδων παραγωγής, προκειμένου να κατανοήσουμε την χρήση μοντέλου αποκοπής αιχμών ζήτησης θα πρέπει να το εξετάσουμε σε μία πιο μικρή κλίμακα και να δούμε πιο είναι το αποτέλεσμα της χρήσης του. Οπότε για χάρη της παρούσας διπλωματικής παρακάτω παρουσιάζεται ένα απλό γράφημα στο οποίο φαίνεται για διάρκεια 3 ημερών η χρησιμότητα της τεχνολογίας αυτής.



Διάγραμμα 25: Παραγωγή Ενέργειας και Πρόβλεψη Φορτίου/Καθαρού Φορτίου για διάστημα 72 ωρών

Από το παραπάνω διάγραμμα μπορούμε να αντλήσουμε πολλά χρήσιμα συμπεράσματα, αλλά και να επιβεβαιώσουμε τα όσα θεωρητικά ισχυριζόμασταν μέχρι πρότινος. Τα εξαγόμενα αυτά στοιχεία είναι τα εξής:

- 1) Όσον αφορά την καμπύλη ζήτησης φορτίο προκειμένου να μπορέσουν να καλυφθούν οι ανάγκες σε ηλεκτρική ενέργεια (Load Data) αυτή παρουσιάζει μέγιστα τα οποία, όπως είναι εμφανές και από το γράφημά της (κόκκινη γραφική) διαρκούν περίπου 12 ώρες
- 2) Για τις πρώτες 8 περίπου ώρες του μέγιστου φορτίου που χρειαζόμαστε για την κάλυψη των αναγκών, την ευθύνη να μειώσει αρκετά την ζήτηση και να καλύψει μεγάλο μέρος του φορτίου (μειώνοντας παράλληλα και την τιμή αγοράς της ηλεκτρικής ενέργειας ανά MWh), αναλαμβάνουν οι ανανεώσιμες μορφές παραγωγής, με μεγαλύτερη την συμβολή των φωτοβολταϊκών που λειτουργούν αυτές περίπου τις ώρες
- 3) Για τις υπόλοιπες ώρες που βρισκόμαστε σε μέγιστο φορτίο/ζήτηση, το μοντέλο της αποκοπής αιχμών ζήτησης και η έγχυση υποχρεωτικών νερών είναι αυτή που αναλαμβάνει να επωμιστεί το βάρος της μείωσης της ζήτησης. Αυτό μπορεί να φανεί ξεκάθαρα από το παραπάνω γράφημα καθώς, αν από την ζήτηση αφαιρέσουμε την παραγωγή από ανανεώσιμες μορφές τότε προκύπτει η μωβ καμπύλη, η οποία αναπαριστά το καθαρό (net) φορτίο. Το φορτίο αυτό που αποτελεί ουσιαστικά την ζήτηση του συστήματος για την κάλυψη των αναγκών μετά την έγχυση ενέργειας από ανανεώσιμες πηγές, κατά τις ώρες που από την ομαλή και χαμηλή κατάσταση στην οποία βρίσκεται πάει να ανέλθει απότομα, δέχεται όπως φαίνεται από την μπλε γραμμή που αναπαριστά την έγχυση υποχρεωτικών νερών στο σύστημα, κάποιας μορφής εξομάλυνση και μείωση των ακραίων της τιμών. Αυτό θα φανεί καλύτερα στο παρακάτω διάγραμμα.



Διάγραμμα 26: Ελάττωση Μέγιστης Ζήτησης με έγχυση Υποχρεωτικών Νερών

Κατανοούμε λοιπόν από το παραπάνω διάγραμμα ότι ως κάποιο βαθμό (μεγαλύτερο ή μικρότερο ανάλογα με τους στόχους για υποχρεωτικά νερά που έχουμε θέσει) η έγχυση υποχρεωτικών νερών είναι πολύ σημαντική για την μείωση των μέγιστων τιμών της ζήτησης, άρα και της μείωσης της τιμής της ηλεκτρικής ενέργειας για αυτές τις ώρες.

9.2 Αποτελέσματα Μοντέλου Ένταξης Μονάδων Παραγωγής

Αφού λοιπόν εισήχθησαν τα δεδομένα στο μοντέλο που περιγράψαμε αναλυτικά στο κεφάλαιο 7, το αποτέλεσμα αυτού είναι ένα συνολικό ενεργειακό μείγμα παραγωγής από το σύνολο των μονάδων, των ανανεώσιμων πηγών ενέργειας και των εισαγωγών και εξαγωγών για την βέλτιστη κάλυψη της ζήτησης, του απαραίτητου δηλαδή φορτίου κατανάλωσης.

Ωστόσο, το να εξετάσουμε σε συνολικό βαθμό το τι παρήγαγε κάθε μία από τις μονάδες ξεχωριστά δεν θα είχε νόημα. Αυτό που πραγματικά θα είχε σημασία είναι να εξετάσουμε μοτίβα συμπεριφοράς του μοντέλου μας εισάγοντάς του αυτά τα δεδομένα ως είσοδο. Να παρατηρήσουμε δηλαδή ποιες είναι οι μονάδες που παράγουν περισσότερο και γιατί; Ποιες ώρες παράγουν; Ποια είναι η συμπεριφορά της παραγωγής των ανανεώσιμων μορφών; Πως λειτουργεί το σύστημά μας όσον αφορά τις εισαγωγές/εξαγωγές κτλ.;

Ξεκινώντας λοιπόν από το ποιο σημαντικό θα εξετάσουμε το κατά πόσο το μοντέλο μας ανταποκρίνεται στον σκοπό του σχεδιασμού του και καλύπτει τις ανάγκες της ζήτησης, ικανοποιώντας τον περιορισμό για Ενεργειακή Εξισορρόπηση φορτίων. Αυτό μπορεί να γίνει εύκολα εμφανές από τον παρακάτω πίνακα, ο οποίος παρουσιάζει τα στοιχεία του συστήματός μας σε μηνιαία βάση. Συγκεκριμένα, στο παρακάτω διάγραμμα παρουσιάζονται ανά μήνα για το προς μελέτη χρονικό διάστημα, τόσο η παραγωγή από τις μονάδες παραγωγής, από ανανεώσιμες μορφές ενέργειας, οι βραχυπρόθεσμες/μακροπρόθεσμες εισαγωγές/εξαγωγές, αλλά και η απαιτούμενη προβλεπόμενη ζήτηση για την κάλυψη των ενεργειακών αναγκών :

Actual Month	Units Production	RES Production	LT Imports	ST Imports	LT Exports	ST Exports	Demand
June 2025	1,342,936	2,291,977	307,440	701,161	100,800	970,601	3,572,114
July 2025	3,338,678	1,988,427	454,584	619,375	69,936	1,156,690	5,174,439
Aug 2025	2,266,302	2,969,962	366,792	520,274	124,248	1,314,724	4,684,358
Sept 2025	1,700,436	2,546,494	251,280	536,687	181,440	1,233,995	3,619,462
Oct 2025	1,402,718	2,378,728	280,488	530,247	199,392	1,008,790	3,383,998
Nov 2025	1,157,921	2,440,361	341,280	515,919	105,120	927,883	3,422,478
Dec 2025	2,008,673	2,055,563	424,824	592,104	147,312	1,062,103	3,871,748
Jan 2026	1,706,512	2,219,763	507,408	581,258	43,152	1,140,341	3,831,448
Feb 2026	1,858,944	2,060,422	387,744	553,669	59,136	1,116,091	3,685,552
Mar 2026	1,128,657	2,757,002	413,664	626,069	63,240	1,241,111	3,621,040
Apr 2026	883,577	2,158,842	334,080	690,588	70,560	804,725	3,191,802
May 2026	1,166,821	2,428,301	359,352	695,581	32,736	1,281,716	3,335,602
Total	19,962,174	28,295,842	4,428,936	7,162,931	1,197,072	13,258,771	45,394,041

Αυτό που γίνεται λοιπόν εμφανές από το παραπάνω είναι ότι αν χρησιμοποιήσουμε την ισότητα που περιγράφουμε ως περιορισμό στο μοντέλο ένταξης μονάδων παραγωγής στο σύστημα, αυτή καλύπτεται κανονικά, αφού σε κάθε περίπτωση έχουμε ότι:

$$\text{Παραγωγή} + \text{Ανανεώσιμα} + \text{Εισαγωγές} = \text{Εξαγωγές} + \text{Ζήτηση}$$

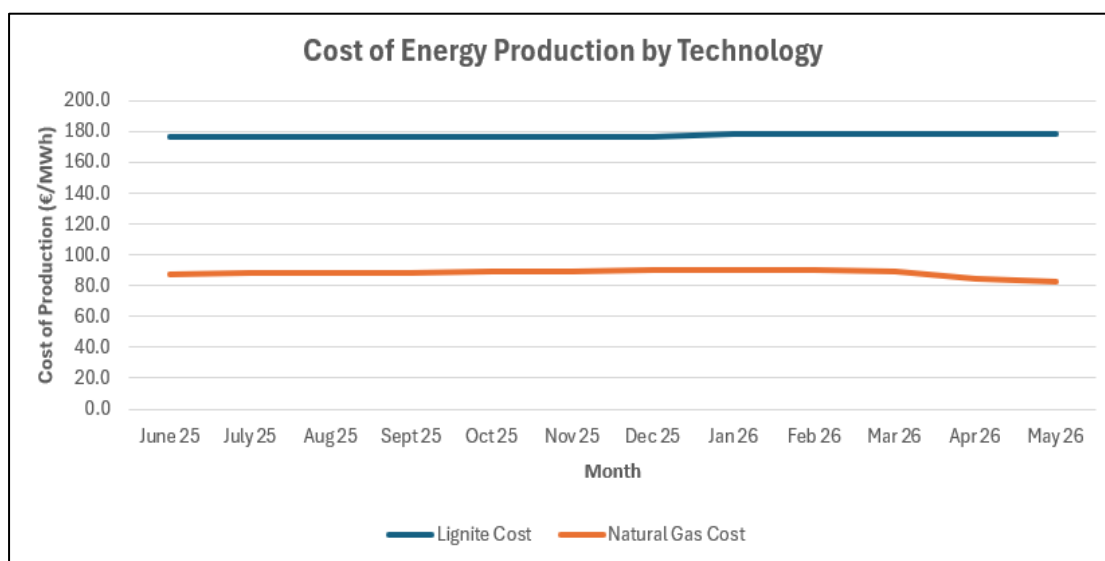
Συνεχίζοντας, ένα πολύ σημαντικό στοιχείο για το σύστημά μας που αναδεικνύει επίσης την ορθή λειτουργία του όσον αφορά την βελτιστοποίηση του κόστους είναι το κομμάτι της ποσόστωσης παραγωγής από τις μονάδες παραγωγής ηλεκτρικής ενέργειας. Συγκεκριμένα, μέσω των αποτελεσμάτων που προέκυψαν μπορούμε να εξάγουμε σαν αποτέλεσμα τον παρακάτω πίνακα που διαχωρίζει την εν λόγω παραγωγή σε λιγνιτική, φυσικού αερίου και υδροηλεκτρική. Παρακάτω, παρατίθεται ένας πίνακας αυτής της ποσόστωσης σε μηνιαία βάση, αλλά και ένας συνολικός.

Στους πίνακες αυτούς δεν συμπεριλαμβάνεται η παραγωγή από ανανεώσιμες πηγές και οι εξαγωγές ή εισαγωγές με τις γειτονικές χώρες, οπότε αποτελεί έναν τρόπο σύγκρισης μεταξύ μόνο των μονάδων παραγωγής ανάλογα με την τεχνολογία που χρησιμοποιούν για την παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας.

Mix of Production	Lignite	Natural Gas	Hydro	Total of Month
June 25	-	1,037,710.03	305,225.75	1,342,935.78
July 25	-	2,975,700.10	362,977.75	3,338,677.85
Aug 25	-	1,918,884.42	347,417.25	2,266,301.67
Sept 25	-	1,456,134.27	244,302.00	1,700,436.27
Oct 25	-	1,215,471.75	187,246.50	1,402,718.25
Nov 25	-	960,597.76	197,323.25	1,157,921.01
Dec 25	-	1,664,698.53	343,974.25	2,008,672.78
Jan 26	-	1,356,674.31	349,837.50	1,706,511.81
Feb 26	-	1,492,125.80	366,818.50	1,858,944.30
Mar 26	-	753,975.63	374,681.00	1,128,656.63
Apr 26	-	630,761.98	252,815.25	883,577.23
May 26	-	924,599.67	242,221.00	1,166,820.67
Total of Technology	-	16,387,334.23	3,574,840.00	19,962,174.23

Από τον παραπάνω πίνακα μπορούμε άμεσα να συμπεράνουμε πως εκτός από την έγχυση υποχρεωτικών νερών μέσα στο σύστημα, οποιαδήποτε άλλη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας μέσω των μονάδων παραγωγής, προέρχεται από τις μονάδες χρήσης τεχνολογίας φυσικού αερίου.

Για να κατανοήσουμε καλύτερα για ποιους λόγους συμβαίνει αυτό, θα πρέπει να ανατρέξουμε πίσω στα δεδομένα εισαγωγής στο μοντέλο που βελτιστοποιούμε, και να κάνουμε και μία μικρή ανάλυση κόστους σε μηνιαίο επίπεδο για το κόστος βάσης (ακόμα και πριν την προσαρμογή της τιμής για κάθε μονάδα ξεχωριστά με την χρήση πρόσθετου όρου). Παρακάτω παρουσιάζεται ένα διάγραμμα σχετικά με τις μηνιαίες τιμές βάσης των λιγνιτικών μονάδων παραγωγής και των μονάδων παραγωγής φυσικού αερίου.

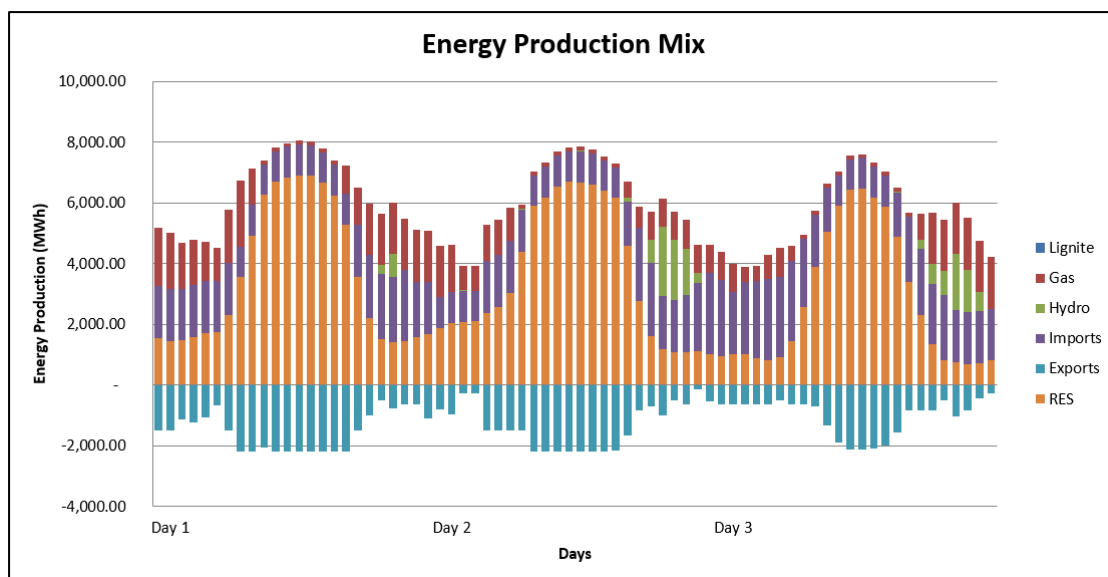


Διάγραμμα 27: Κόστος Βάσης για Τεχνολογίες Παραγωγής Ηλεκτρικής Ενέργειας

Ακόμα σε συνολικό επίπεδο έχουμε ότι:

Mix of Production	Lignite	Natural Gas	Hydro	Total
MWh	-	16,387,334.23	3,574,840.00	19,962,174.23
% of Total	0.00%	82.09%	17.91%	100.00%

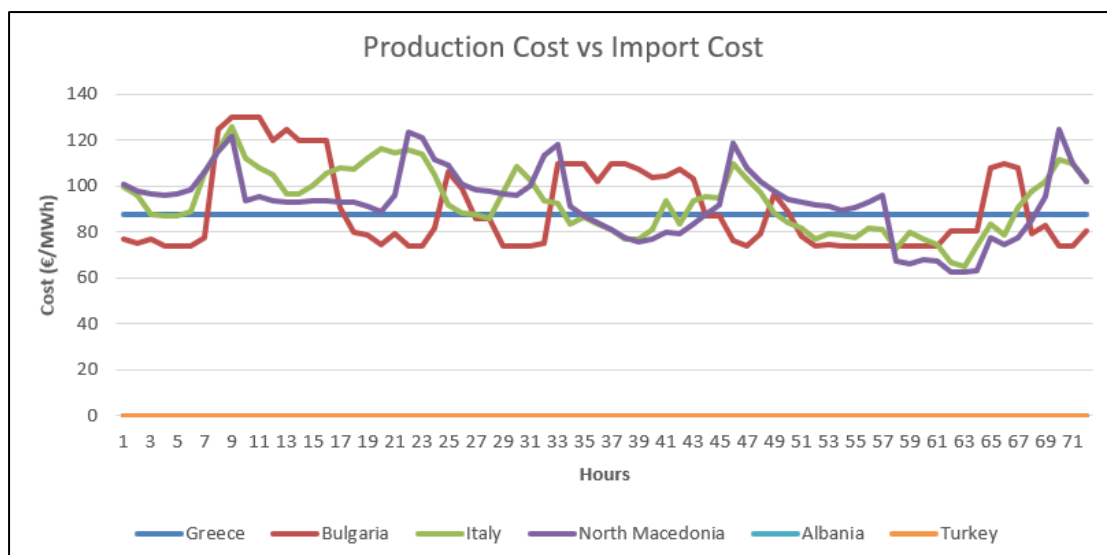
Σημασία έχει ωστόσο να δούμε και σε μικρότερη κλίματα όπου είναι σημαντικά πιο εύκολο να αναγνωρίσουμε ποιοτικά χαρακτηριστικά του συστήματος, το ενεργειακό μείγμα το οποίο προέκυψε από την μοντελοποίηση αυτού με την εισαγωγή όλων των παραπάνω δεδομένων. Στο παρακάτω διάγραμμα, παρουσιάζεται σε διάστημα 72 ωρών, το ενεργειακό μείγμα σε MWh με την χρήση όλων των τεχνολογιών παραγωγής, αλλά και των εισαγωγών και εξαγωγών του συστήματος.



Διάγραμμα 28: Βέλτιστο Ενεργειακό Μείγμα Ηλεκτρικής Ενέργειας για 3 ημέρες

Το παραπάνω διάγραμμα είναι εξαιρετικά σημαντικό διότι μπορούμε να εξάγουμε πολύ βοηθητικά συμπεράσματα. Μερικά από αυτά είναι τα παρακάτω:

- Κατά την μέγιστη παραγωγή ενέργειας από ΑΠΕ η παραγωγή ενέργειας από τις υπόλοιπες μορφές και οι εισαγωγές ελαχιστοποιούνται, ενώ οι εξαγωγές μεγιστοποιούνται. Αυτό συμβαίνει διότι, εκείνες τις ώρες η ηλεκτρική ενέργεια που παράγεται είναι πολύ φθηνή, επομένως αφού είναι κάτω της τιμής εξαγωγής συμφέρει το σύστημά μας να παράγει παραπάνω και να εξάγει
- Όπως παρατηρήσαμε και στους παραπάνω πίνακες έτσι και εδώ, δεν έχουμε καμία ώρα και μέρα παραγωγή από μονάδα τεχνολογίας λιγνίτη
- Όπως και στο διάγραμμα 26, έτσι και εδώ παρατηρείται η μείζονος σημασίας συμβολή της έκχυσης υποχρεωτικών νερών στο σύστημα, την οποία βλέπουμε να εμφανίζεται κυρίως όταν πέφτει η παραγωγή των ΑΠΕ προκειμένου να μην εμφανίζονται απότομα peak ζητήσεων, άρα και τιμών
- Οι εισαγωγές εμφανίζονται να είναι σχεδόν σε κάθε ώρα περισσότερες από την παραγωγή από μονάδες τεχνολογίας φυσικού αερίου, λόγω της τιμής φυσικά που η ηλεκτρική ενέργεια προσφέρεται από τις γειτονικές χώρες και οι οποία είναι σε πολλές περιπτώσεις μικρότερη από το κόστος των μονάδων. Ωστόσο, επειδή δεν έχει γίνει κάποια εμφανής σύγκριση μεταξύ των τιμών αυτών παρακάτω παρουσιάζεται ένα διάγραμμα το οποίο συγκρίνει την τιμή βάσης παραγωγής από φυσικό αέριο και τις τιμές εισαγωγής από τις εκάστοτε γειτονικές χώρες



Διάγραμμα 29: Κόστος Παραγωγής για Ελλάδα και Κόστη Εισαγωγών ανά MWh

9.3 Ανάλυση Ευαισθησίας

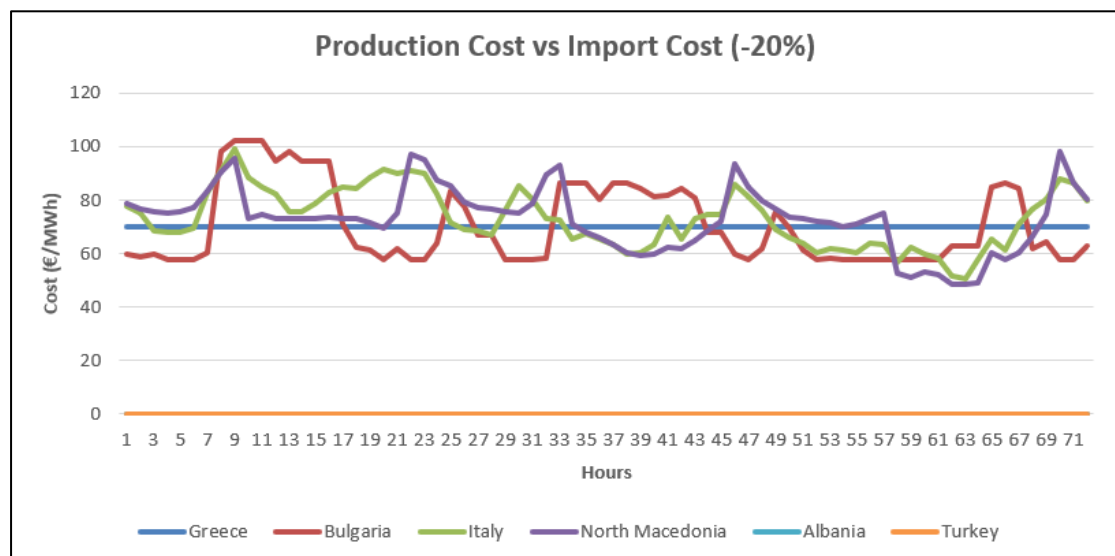
Προκειμένου να είμαστε βέβαιοι πως τα ποιοτικά χαρακτηριστικά του μοντέλου που κατασκευάστηκε είναι σχετικά σταθερά και πως δεν αλλάζουν κατά πολύ με μικρές μόνο αλλαγές στα δεδομένα εισόδου, διενεργήθηκε μία ανάλυση ευαισθησίας του συστήματος, κατά την οποία «έτρεξαν» 7 διαφορετικά σενάρια, συμπεριλαμβανομένου αυτού που παρουσιάστηκε παραπάνω και κατά την οποία διαφοροποιήθηκαν ουσιαστικά οι τιμές των προθεσμιακών τιμών τόσο για την Ελλάδα, όσο και για τις χώρες της Βουλγαρίας, Ιταλίας και Βόρειας Μακεδονίας, κατά -20%, -10%, -5%, 5%, 10%, 20%, αλλά και των αντίστοιχων προθεσμιακών τιμών των εμπορευμάτων (Lignite, EUA, NG) που χρησιμοποιήθηκαν για τον υπολογισμό των τιμών εκκαθάρισης της Ελλάδας. Αυτό συμβαίνει προκειμένου να αποδειχθεί ότι το σύστημά μας λειτουργεί ποιοτικά κατά παρόμοιο τρόπο ακόμα και για πιο ακραίες αυξήσεις των τιμών.

Για καθένα από αυτά τα σενάρια θα παρουσιαστούν πίνακες που αποτυπώνουν το ενεργειακό μείγμα ανά μήνα και την εξισορρόπηση αυτού, την ποσόστωση της παραγωγής μεταξύ τεχνολογιών, καθώς και τις τιμές των forwards που χρησιμοποιήθηκαν απεικονιστικά για 3 ημέρες .

- **-20%**

Actual Month	Optimal Production	RES Production	LT Imports	ST Imports	LT Exports	ST Exports	Demand
June 2025	1,316,253	2,290,219	307,440	698,191	100,800	939,190	3,572,114
July 2025	3,297,704	1,988,468	454,584	626,215	69,936	1,122,597	5,174,439
Aug 2025	2,173,678	2,962,483	366,792	543,323	124,248	1,237,672	4,684,358
Sept 2025	1,623,445	2,543,308	251,280	563,297	181,440	1,180,429	3,619,462
Oct 2025	1,356,181	2,374,430	280,488	540,862	199,392	968,571	3,383,998
Nov 2025	1,130,210	2,439,862	341,280	519,312	105,120	903,065	3,422,478
Dec 2025	1,996,193	2,051,673	424,824	593,747	147,312	1,047,376	3,871,748
Jan 2026	1,616,691	2,217,917	507,408	599,579	43,152	1,066,996	3,831,448
Feb 2026	1,813,434	2,059,449	387,744	560,904	59,136	1,076,842	3,685,552
Mar 2026	1,091,975	2,756,366	413,664	634,811	63,240	1,212,536	3,621,040
Apr 2026	877,439	2,158,094	334,080	688,563	70,560	795,814	3,191,802
May 2026	1,135,265	2,426,372	359,352	699,716	32,736	1,252,366	3,335,602
Total	19,428,470	28,268,640	4,428,936	7,268,520	1,197,072	12,803,454	45,394,041

Mix of Production	Lignite	Natural Gas	Hydro	Total
MWh	-	15,853,630.01	3,574,840.00	19,428,470.01
% of Total	0.00%	81.60%	18.4%	100.00%

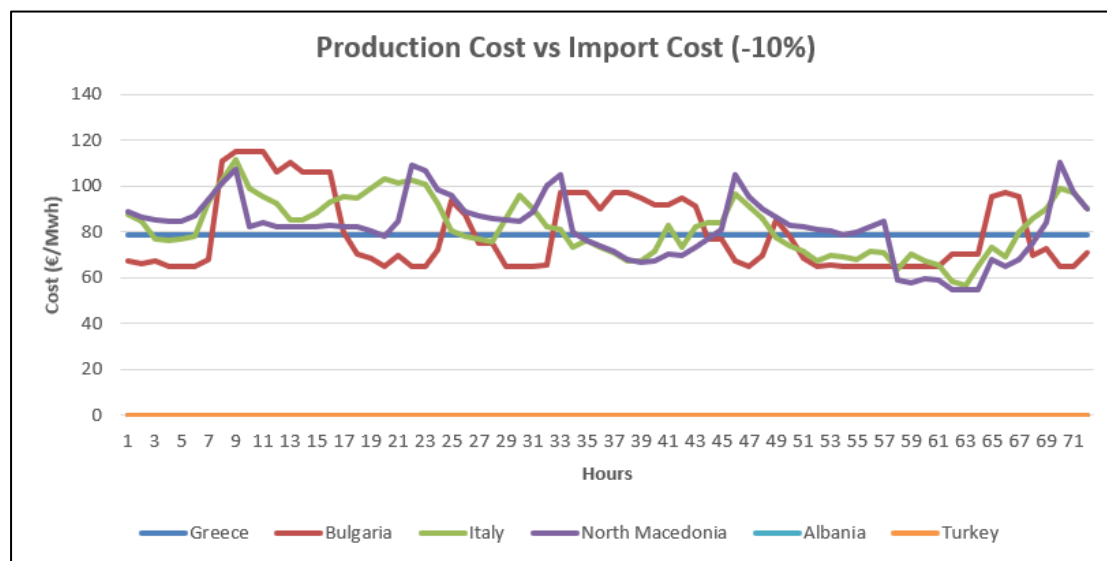


Διάγραμμα 30: Κόστος Παραγωγής για Ελλάδα και Κόστη Εισαγωγών ανά MWh (-20%)

- **-10%**

Actual Month	Optimal Production	RES Production	LT Imports	ST Imports	LT Exports	ST Exports	Demand
June 2025	1,329,599	2,291,110	307,440	700,010	100,800	955,246	3,572,114
July 2025	3,317,750	1,988,427	454,584	623,168	69,936	1,139,555	5,174,439
Aug 2025	2,209,009	2,964,079	366,792	535,269	124,248	1,266,543	4,684,358
Sept 2025	1,677,087	2,546,146	251,280	543,615	181,440	1,217,226	3,619,462
Oct 2025	1,375,091	2,377,527	280,488	536,420	199,392	986,135	3,383,998
Nov 2025	1,138,194	2,439,871	341,280	519,807	105,120	911,553	3,422,478
Dec 2025	2,003,733	2,053,359	424,824	592,862	147,312	1,055,717	3,871,748
Jan 2026	1,667,561	2,217,980	507,408	588,654	43,152	1,107,003	3,831,448
Feb 2026	1,844,894	2,059,691	387,744	555,919	59,136	1,103,560	3,685,552
Mar 2026	1,116,796	2,756,366	413,664	628,543	63,240	1,231,088	3,621,040
Apr 2026	881,092	2,158,842	334,080	691,134	70,560	802,785	3,191,802
May 2026	1,132,599	2,429,119	359,352	704,275	32,736	1,257,006	3,335,602
Total	19,693,404	28,282,515	4,428,936	7,219,675	1,197,072	13,033,418	45,394,041

Mix of Production	Lignite	Natural Gas	Hydro	Total
MWh	-	16,118,564.21	3,574,840.00	19,693,404.21
% of Total	0.00%	81.85%	18.15%	100.00%

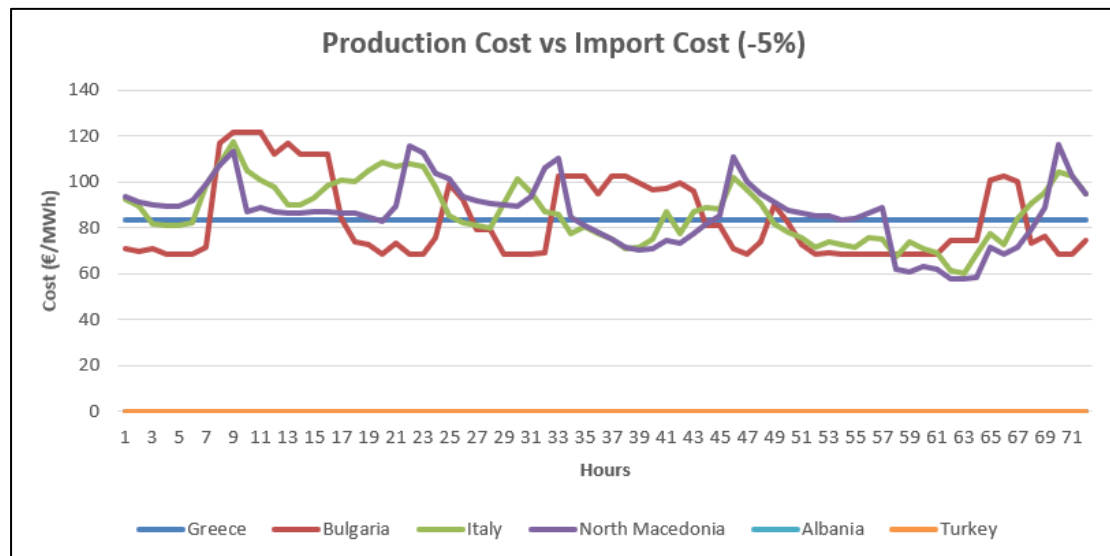


Διάγραμμα 31: Κόστος Παραγωγής για Ελλάδα και Κόσμη Εισαγωγών ανά MWh (-10%)

- -5%

Actual Month	Optimal Production	RES Production	LT Imports	ST Imports	LT Exports	ST Exports	Demand
June 2025	1,340,967	2,291,099	307,440	697,894	100,800	964,486	3,572,114
July 2025	3,333,346	1,988,427	454,584	622,244	69,936	1,154,226	5,174,439
Aug 2025	2,238,538	2,967,934	366,792	526,347	124,248	1,291,005	4,684,358
Sept 2025	1,686,461	2,545,763	251,280	542,677	181,440	1,225,280	3,619,462
Oct 2025	1,388,959	2,378,530	280,488	532,865	199,392	997,452	3,383,998
Nov 2025	1,148,116	2,439,571	341,280	518,975	105,120	920,344	3,422,478
Dec 2025	2,006,322	2,055,534	424,824	591,319	147,312	1,058,938	3,871,748
Jan 2026	1,685,345	2,219,763	507,408	586,255	43,152	1,124,172	3,831,448
Feb 2026	1,861,129	2,059,691	387,744	550,817	59,136	1,114,693	3,685,552
Mar 2026	1,120,750	2,756,366	413,664	627,868	63,240	1,234,368	3,621,040
Apr 2026	884,823	2,158,842	334,080	688,975	70,560	804,358	3,191,802
May 2026	1,155,227	2,428,306	359,352	696,506	32,736	1,271,053	3,335,602
Total	19,849,984	28,289,825	4,428,936	7,182,741	1,197,072	13,160,374	45,394,041

Mix of Production	Lignite	Natural Gas	Hydro	Total
MWh	-	16,275,143.80	3,574,840.00	19,849,983.80
% of Total	0.00%	81.99%	18.01%	100.00%

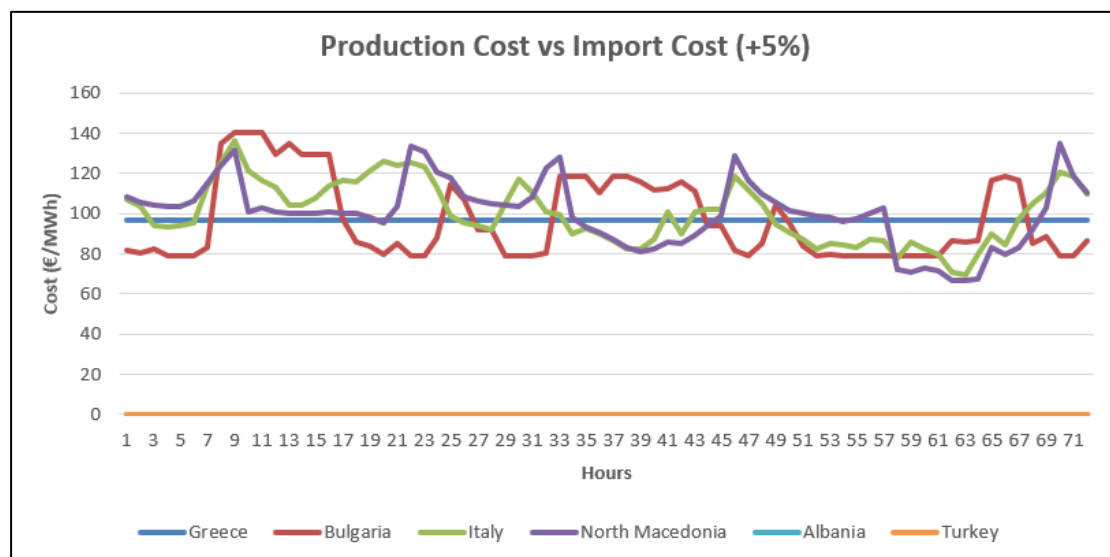


Διάγραμμα 32: Κόστος Παραγωγής για Ελλάδα και Κόστη Εισαγωγών ανά MWh (-5%)

- +5%

Actual Month	Optimal Production	RES Production	LT Imports	ST Imports	LT Exports	ST Exports	Demand
June 2025	1,346,160	2,292,680	307,440	701,003	100,800	974,369	3,572,114
July 2025	3,363,964	1,988,651	454,584	612,034	69,936	1,174,859	5,174,439
Aug 2025	2,278,049	2,970,669	366,792	518,296	124,248	1,325,201	4,684,358
Sept 2025	1,713,318	2,546,931	251,280	532,800	181,440	1,243,427	3,619,462
Oct 2025	1,415,291	2,379,277	280,488	525,814	199,392	1,017,479	3,383,998
Nov 2025	1,163,459	2,440,193	341,280	515,452	105,120	932,786	3,422,478
Dec 2025	2,016,742	2,055,100	424,824	591,339	147,312	1,068,945	3,871,748
Jan 2026	1,714,842	2,219,826	507,408	578,298	43,152	1,145,774	3,831,448
Feb 2026	1,875,631	2,060,424	387,744	549,608	59,136	1,128,719	3,685,552
Mar 2026	1,128,251	2,757,002	413,664	627,293	63,240	1,241,930	3,621,040
Apr 2026	887,291	2,158,842	334,080	689,716	70,560	807,567	3,191,802
May 2026	1,163,363	2,431,431	359,352	698,609	32,736	1,284,416	3,335,602
Total	20,066,362	28,301,025	4,428,936	7,140,261	1,197,072	13,345,472	45,394,041

Mix of Production	Lignite	Natural Gas	Hydro	Total
MWh	-	16,491,522.10	3,574,840.00	20,066,362.10
% of Total	0.00%	82.18%	17.82%	100.00%

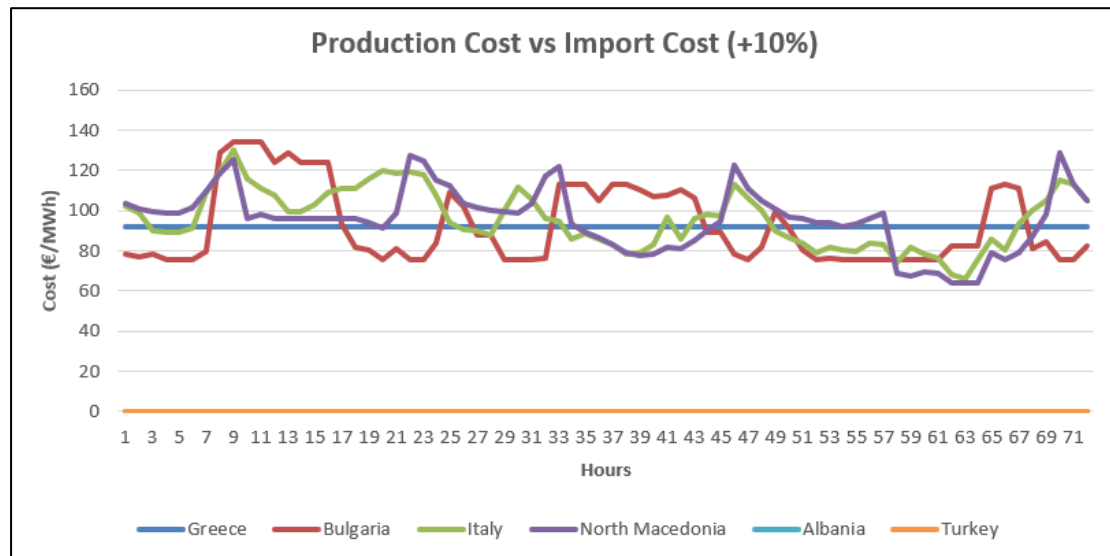


Διάγραμμα 33: Κόστος Παραγωγής για Ελλάδα και Κόστη Εισαγωγών ανά MWh (+5%)

- **+10%**

Actual Month	Optimal Production	RES Production	LT Imports	ST Imports	LT Exports	ST Exports	Demand
June 2025	1,330,329	2,292,680	307,440	708,342	100,800	965,877	3,572,114
July 2025	3,364,307	1,988,657	454,584	613,785	69,936	1,176,959	5,174,439
Aug 2025	2,300,821	2,972,003	366,792	513,656	124,248	1,344,666	4,684,358
Sept 2025	1,728,856	2,547,555	251,280	524,529	181,440	1,251,319	3,619,462
Oct 2025	1,429,834	2,378,120	280,488	522,090	199,392	1,027,142	3,383,998
Nov 2025	1,163,860	2,441,395	341,280	515,532	105,120	934,470	3,422,478
Dec 2025	2,022,609	2,055,396	424,824	589,118	147,312	1,072,886	3,871,748
Jan 2026	1,721,599	2,220,965	507,408	576,383	43,152	1,151,755	3,831,448
Feb 2026	1,876,040	2,060,424	387,744	551,066	59,136	1,130,586	3,685,552
Mar 2026	1,140,459	2,757,002	413,664	625,251	63,240	1,252,096	3,621,040
Apr 2026	900,131	2,158,842	334,080	686,182	70,560	816,872	3,191,802
May 2026	1,174,708	2,431,431	359,352	698,645	32,736	1,295,797	3,335,602
Total	20,153,553	28,304,470	4,428,936	7,124,579	1,197,072	13,420,425	45,394,041

Mix of Production	Lignite	Natural Gas	Hydro	Total
MWh	-	16,578,713.01	3,574,840.00	20,153,553.01
% of Total	0.00%	82.26%	17.74%	100.00%

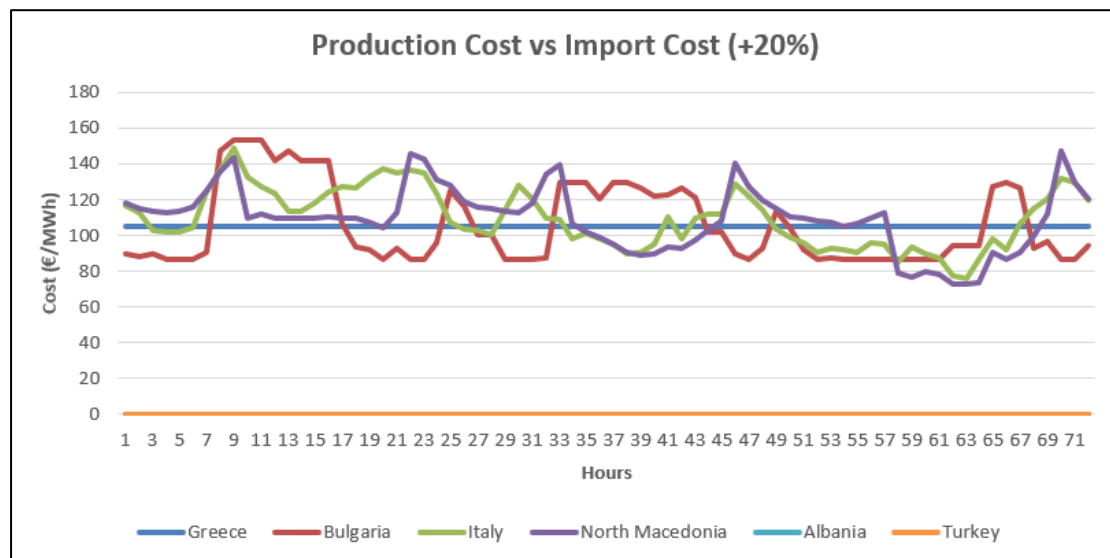


Διάγραμμα 34: Κόστος Παραγωγής για Ελλάδα και Κόστη Εισαγωγών ανά MWh (+10%)

- **+20%**

Actual Month	Optimal Production	RES Production	LT Imports	ST Imports	LT Exports	ST Exports	Demand
June 2025	1,347,821	2,292,680	307,440	706,182	100,800	981,209	3,572,114
July 2025	3,373,631	1,988,679	454,584	613,217	69,936	1,185,737	5,174,439
Aug 2025	2,328,302	2,974,934	366,792	506,650	124,248	1,368,072	4,684,358
Sept 2025	1,757,664	2,548,295	251,280	513,448	181,440	1,269,785	3,619,462
Oct 2025	1,438,229	2,378,826	280,488	520,430	199,392	1,034,583	3,383,998
Nov 2025	1,169,627	2,441,629	341,280	514,987	105,120	939,925	3,422,478
Dec 2025	2,020,350	2,056,680	424,824	590,884	147,312	1,073,678	3,871,748
Jan 2026	1,742,254	2,222,672	507,408	571,563	43,152	1,169,297	3,831,448
Feb 2026	1,897,118	2,060,007	387,744	544,416	59,136	1,144,597	3,685,552
Mar 2026	1,145,720	2,757,576	413,664	625,466	63,240	1,258,145	3,621,040
Apr 2026	918,398	2,158,842	334,080	680,554	70,560	829,511	3,191,802
May 2026	1,185,252	2,431,770	359,352	696,750	32,736	1,304,786	3,335,602
Total	20,324,365	28,312,590	4,428,936	7,084,547	1,197,072	13,559,325	45,394,041

Mix of Production	Lignite	Natural Gas	Hydro	Total
MWh	-	16,749,524.99	3,574,840.00	20,324,364.99
% of Total	0.00%	82.41%	17.59%	100.00%



Διάγραμμα 35: Κόστος Παραγωγής για Ελλάδα και Κόστη Εισαγωγών ανά MWh (+20%)

Όλες οι παραπάνω απεικονίσεις λοιπόν, είναι πολύ σημαντικές και χρήσιμες, αλλά από μόνες τους δεν έχουν και πολλά να δώσουν. Σημαντική λοιπόν, κρίνεται η εξαγωγή κάποιων βασικών συμπερασμάτων που προκύπτουν από αυτές και που θα μας βοηθήσουν στην κατανόηση της λειτουργίας του μοντέλου ένταξης των μονάδων παραγωγής στο προς μελέτη σύστημά μας. Σκοπός μας φυσικά, είναι η κατανόηση αυτού σαν ένα ενδιάμεσο εργαλείο για την τελική εκτίμηση των πραγματικών τιμών των ανανεώσιμων μορφών ενέργειας ΑΠΕ, ώστε κάθε πωλητής ή αγοραστής ενός Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος που έχει

κατασκευαστεί ως επενδυτικό προϊόν που βασίζεται στις εν λόγω πηγές ενέργειας να είναι ενημερωμένος για το διάστημα τιμών στο οποίο θα μπορεί να έχει ένα συγκεκριμένο και για αυτόν αποδοτικό περιθώριο κέρδους.

9.4 Συμπεράσματα

Έπειτα από την διενέργεια και των επιπλέον σεναρίων εκτός του βασικού, τα οποία όπως προαναφέρθηκε διαφοροποιούνται ως προς τις προθεσμιακές τιμές της ηλεκτρικής ενέργειας, είμαστε σε θέση να καταλήξουμε σε κάποια βασικά συμπεράσματα. Αυτά είναι τα παρακάτω:

- Για καθένα από τα σενάρια παρατηρείται ένας εξαγωγικός χαρακτήρας του συστήματος, ο οποίος δεν μεταβάλλεται κατά μεγάλο βαθμό από το ένα σενάριο στο άλλο.
- Σε καθένα από τα παραπάνω σενάριο επιβεβαιώνεται η μη παραγωγή ηλεκτρικής ενέργειας από λιγνιτικές μονάδες, καθώς αυτή κάθε φορά κρίνεται από το μοντέλο ως οικονομικά μη συμφέρουσα
- Δεν καταγράφονται περικοπές στην παραγωγή από ΑΠΕ. Το αποτέλεσμα αυτό μπορεί να αποδοθεί στο γεγονός ότι η παραγωγή των ΑΠΕ εμφανίζεται σχετικά περιορισμένη, καθώς το μοντέλο έχει εφαρμοστεί σε χρονοσειρές της περιόδου 2018–2019. Κατά την περίοδο αυτή, η συνολική διείσδυση των ΑΠΕ στο ενεργειακό μείγμα ήταν χαμηλότερη σε σύγκριση με τα πιο πρόσφατα έτη. Θα είχε, επομένως, ιδιαίτερο ενδιαφέρον να εξεταστεί η ίδια ανάλυση με δεδομένα μεταγενέστερων περιόδων, όπου η συμμετοχή των ΑΠΕ είναι σαφώς μεγαλύτερη και, συνεπώς, η πιθανότητα εμφάνισης περικοπών σημαντικά αυξημένη.
- Για οποιαδήποτε από τις προθεσμιακές τιμές (Ελληνικών και γειτονικών χωρών) ισχύει ότι η έγχυση υποχρεωτικών νερών παραμένει ίδια
- Η ποσοστιαία συμμετοχή των μονάδων φυσικού αερίου και των υποχρεωτικών υδροηλεκτρικών στη συνολική παραγωγή παραμένει σε γενικές γραμμές σταθερή. Ωστόσο, καθώς αυξάνονται οι προθεσμιακές τιμές, το μερίδιο των μονάδων φυσικού αερίου εμφανίζει τάση ανόδου, ενώ το αντίστοιχο ποσοστό των υποχρεωτικών υδροηλεκτρικών μειώνεται, το οποίο είναι αναμενόμενο καθώς έχουμε σταθερή έγχυση υδροηλεκτρικής παραγωγής σαν περιορισμό. Η ποσοστιαία αυτή μεταβολή αντιστακώνεται και στο συνολικό ενεργειακό μείγμα, όπου καταγράφεται αύξηση του ποσοστού συμμετοχής των κλασικών θερμικών μονάδων παραγωγής. Αυτό συμβαίνει όπως προαναφέρθηκε λόγω του προσθετικού παράγοντα που συμπεριλαμβάνεται στην εξίσωση υπολογισμού του κόστους εισαγωγών/εξαγωγών

Έχοντας εξάγει όλα τα παραπάνω χρήσιμα συμπεράσματα, έφτασε η στιγμή να τα χρησιμοποιήσουμε σαν δεδομένα εισόδου για τελικό στάδιο της παρούσας διπλωματικής. Παρακάτω ακολουθεί μία εκτενής ανάλυση για την εύρεση της πραγματικής αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας που έχει παραχθεί από 2 διαφορετικές μορφές ΑΠΕ. Αυτή θα λειτουργήσει σαν μοναδικός παράγοντας για να εξάγουμε κάποια βασικά συμπεράσματα για την αξία των ενεργειακών συμβολαίων ισχύος που θα μπορούσαν να προκύψουν/κατασκευαστούν σαν χρηματοοικονομικά/επενδυτικά προϊόντα από αυτές, καθώς δεν θα προβούμε

σε περαιτέρω τιμολογιακή ανάλυση των συμβολαίων αυτών χρησιμοποιώντας μοντέλα ή χρηματιστηριακούς και μακροοικονομικούς δείκτες.

9.5 Πραγματική Αξία και Τιμολόγηση Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος

Προκειμένου ο αγοραστής ενός Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος να είναι σε θέση να κατανοήσει αν είναι συμφέρουσα για αυτό η επένδυση σε ένα τέτοιου τύπου συμβόλαιο, θα πρέπει να εξετάσει την πραγματική αξία της ηλεκτρικής ενέργειας παραγόμενη από ΑΠΕ, δηλαδή την τιμή την οποία δεν θα έπρεπε να υπερβεί κατά την αγορά ηλεκτρικής ενέργειας στην περίπτωση που πουλούσε την ενέργεια αυτή έπειτα στο δίκτυο στην τιμή της Τιμής Εκκαθάρισης του δικτύου. Αντίστοιχα, στην περίπτωση του προμηθευτή ενός Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος, θα έπρεπε ξανά να είναι σε θέση να γνωρίζει την πραγματική αξία της ενέργειας που προσφέρει μέσα από την πώλησή του, προκειμένου να μπορεί να το τιμολογήσει κατά τι τρόπο ώστε να έχει από ανεκτό έως καλό περιθώριο κέρδους και σε κάθε περίπτωση να μην υποστεί κάποια ζημία.

Προκειμένου να εξετάσουμε κάτι τέτοιο θα πρέπει να βρούμε ανάλογα με την συμμετοχή των ΑΠΕ σε κάθε περίπτωση (για κάθε σενάριο δηλαδή) τα έσοδα που θα είχε αν πουλούσε την ενέργεια αυτή στην τιμή εκκαθάρισης και την παραγωγή των ανανεώσιμων. Μπορούμε να εξετάσουμε κάθε φορά τις τιμές αυτές σε επίπεδο μήνα και έτους, οπότε κατανοούμε ότι οι τιμές αυτές αναφέρονται στις μέσες τιμές της πραγματικής αξίας της ενέργειας παραγόμενης από τις 2 διαφορετικές μορφές ΑΠΕ.

Εδώ γενικά θα πρέπει να διαχωρίσουμε τις τεχνολογίες παραγωγής ενέργειας ΑΠΕ, λόγω της διαφορετικής τους φύσης και θα κάνουμε λόγο για πραγματική αξία ηλεκτρικής ενέργειας αιολικών και φωτοβολταϊκών.

Επομένως, παρακάτω θα παραθέσουμε σε πίνακες για καθένα από τα σενάρια κοστολόγησης των μέσων προθεσμιακών τιμών σε επίπεδο μήνα και σε επίπεδο έτους, τις πραγματικές τιμές των τεχνολογιών που δεν θα έπρεπε να υπερβεί η κοστολόγηση ενός Ενεργειακού Συμβολαίου Ισχύος αυτών των τεχνολογιών προκειμένου αυτό να αποτελεί συμφέρουσα επένδυση.

Οι μέσες πραγματικές αυτές τιμές προκύπτουν στην πραγματικότητα ως ηλίκο κάθε φορά του συνολικού κέρδους δια της συνολικής παραγωγής της εκάστοτε τεχνολογίας ΑΠΕ (φωτοβολταϊκά και αιολικά) σε επίπεδο μήνα, ενώ το κέρδος αντίστοιχα προκύπτει πολλαπλασιάζοντας κάθε ώρα του μήνα την αντίστοιχη παραγωγή με την ωριαία τιμή εκκαθάρισης του συστήματός μας.

Έτσι, στους πίνακες αυτούς προκύπτει σε επίπεδο μήνα αλλά και σε επίπεδο ετήσιο στην συνέχεια, και η έκφραση της μέσης πραγματικής τιμής της αξίας της ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από τις συγκεκριμένες μορφές ΑΠΕ, ως ποσοστό της μέσης τιμής εκκαθάρισης του προς μελέτη συστήματος.

- **-20%**

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture PV	% of Avg. MCP
June 2025	62,071,992.96	75.59	1,201,010.80	51.68	68.37%
July 2025	75,735,120.07	83.42	1,184,190.10	63.96	76.67%
August 2025	39,562,066.35	67.23	1,306,763.80	30.27	45.03%
September 2025	27,826,496.74	63.43	1,243,836.30	22.37	35.27%
October 2025	35,730,275.14	72.62	928,666.10	38.47	52.98%
November 2025	37,038,961.83	79.35	684,844.40	54.08	68.16%
December 2025	54,551,168.99	92.02	656,051.80	83.15	90.36%
January 2026	51,007,710.84	88.74	684,490.10	74.52	83.97%
February 2026	41,708,971.75	81.17	663,688.90	62.84	77.42%
March 2026	30,042,589.29	64.48	986,978.80	30.44	47.21%
April 2026	37,366,358.01	60.33	1,255,973.00	29.75	49.31%
May 2026	60,605,321.48	70.99	1,277,546.20	47.44	66.83%

Total Revenue	553,247,033.45	
Average MCP	74.92	
Production	12,074,040.30	
Capture PV	45.82	61.16%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture Wind	% of Avg. MCP
June 2025	67,763,929.12	75.59	973,674.60	69.60	92.07%
July 2025	43,157,419.05	83.42	532,800.10	81.00	97.10%
August 2025	92,337,532.76	67.23	1,612,970.20	57.25	85.15%
September 2025	69,171,878.37	63.43	1,361,034.90	50.82	80.13%
October 2025	99,530,442.94	72.62	1,522,476.60	65.37	90.02%
November 2025	122,820,094.30	79.35	1,669,396.80	73.57	92.72%
December 2025	120,723,328.59	92.02	1,381,910.10	87.36	94.93%
January 2026	125,785,970.91	88.74	1,489,143.90	84.47	95.18%
February 2026	103,953,778.21	81.17	1,430,906.90	72.65	89.50%
March 2026	101,333,336.37	64.48	1,795,491.40	56.44	87.53%
April 2026	48,931,292.59	60.33	1,068,186.00	45.81	75.93%
May 2026	76,793,575.81	70.99	1,202,130.20	63.88	89.99%

Total Revenue	1,072,302,579.02	
Average MCP	74.92	
Production	16,040,121.70	
Capture Wind	66.85	89.23%

- **-10%**

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture PV	% of Avg. MCP
June 2025	65,395,505.92	72.79	1,201,010.80	54.45	74.80%
July 2025	91,908,900.42	84.16	1,184,190.10	77.61	92.23%
August 2025	62,424,732.79	72.99	1,306,763.80	47.77	65.44%
September 2025	42,320,879.15	66.87	1,243,836.30	34.02	50.88%
October 2025	34,883,141.75	69.92	928,666.10	37.56	53.72%
November 2025	23,458,541.16	69.56	684,844.40	34.25	49.25%
December 2025	30,443,381.98	74.94	656,051.80	46.40	61.92%
January 2026	28,401,578.74	74.19	684,490.10	41.49	55.93%
February 2026	36,040,967.59	76.99	663,688.90	54.30	70.54%
March 2026	26,168,277.03	62.00	986,978.80	26.51	42.76%
April 2026	26,036,628.23	54.71	1,255,973.00	20.73	37.89%
May 2026	44,572,539.16	62.95	1,277,546.20	34.89	55.43%

Total Revenue	512,055,073.94	
Average MCP	70.09	
Production	12,074,040.30	
Capture PV	42.41	60.51%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture Wind	% of Avg. MCP
June 2025	65,472,007.85	72.79	973,674.60	67.24	92.38%
July 2025	44,208,380.55	84.16	532,800.10	82.97	98.60%
August 2025	106,809,902.15	72.99	1,612,970.20	66.22	90.72%
September 2025	78,905,725.30	66.87	1,361,034.90	57.97	86.70%
October 2025	98,773,376.00	69.92	1,522,476.60	64.88	92.79%
November 2025	107,709,894.51	69.56	1,669,396.80	64.52	92.76%
December 2025	95,319,933.14	74.94	1,381,910.10	68.98	92.04%
January 2026	100,489,063.21	74.19	1,489,143.90	67.48	90.96%
February 2026	102,883,513.76	76.99	1,430,906.90	71.90	93.39%
March 2026	100,223,816.76	62.00	1,795,491.40	55.82	90.03%
April 2026	45,059,919.50	54.71	1,068,186.00	42.18	77.11%
May 2026	67,918,500.86	62.95	1,202,130.20	56.50	89.76%

Total Revenue	1,013,774,033.58	
Average MCP	70.09	
Production	16,040,121.70	
Capture Wind	63.20	90.17%

- -5%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture PV	% of Avg. MCP
June 2025	68,549,699.94	76.65	1,201,010.80	57.08	74.47%
July 2025	97,017,960.85	88.75	1,184,190.10	81.93	92.31%
August 2025	63,690,897.37	76.02	1,306,763.80	48.74	64.11%
September 2025	44,502,198.15	70.33	1,243,836.30	35.78	50.87%
October 2025	36,836,182.15	73.71	928,666.10	39.67	53.81%
November 2025	24,936,718.27	73.32	684,844.40	36.41	49.66%
December 2025	31,776,344.77	78.56	656,051.80	48.44	61.65%
January 2026	29,629,095.72	78.01	684,490.10	43.29	55.49%
February 2026	37,979,662.52	81.00	663,688.90	57.23	70.65%
March 2026	27,612,210.88	65.39	986,978.80	27.98	42.79%
April 2026	27,469,460.28	57.75	1,255,973.00	21.87	37.87%
May 2026	46,226,875.67	66.02	1,277,546.20	36.18	54.81%

Total Revenue	536,227,306.57	
Average MCP	73.71	
Production	12,074,040.30	
Capture PV	44.41	60.25%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture Wind	% of Avg. MCP
June 2025	69,050,358.65	76.65	973,674.60	70.92	92.52%
July 2025	46,619,198.38	88.75	532,800.10	87.50	98.59%
August 2025	110,987,710.59	76.02	1,612,970.20	68.81	90.51%
September 2025	83,109,327.54	70.33	1,361,034.90	61.06	86.82%
October 2025	104,288,989.17	73.71	1,522,476.60	68.50	92.93%
November 2025	113,392,896.39	73.32	1,669,396.80	67.92	92.64%
December 2025	99,426,057.86	78.56	1,381,910.10	71.95	91.58%
January 2026	105,438,858.85	78.01	1,489,143.90	70.81	90.76%
February 2026	108,433,278.43	81.00	1,430,906.90	75.78	93.55%
March 2026	105,504,512.42	65.39	1,795,491.40	58.76	89.87%
April 2026	47,563,327.53	57.75	1,068,186.00	44.53	77.10%
May 2026	71,407,528.28	66.02	1,202,130.20	59.40	89.97%

Total Revenue	1,065,222,044.11	
Average MCP	73.71	
Production	16,040,121.70	
Capture Wind	66.41	90.10%

- **Βασικό**

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture PV	% of Avg. MCP
June 2025	72,577,030.10	80.74	1,201,010.80	60.43	74.85%
July 2025	102,198,268.52	93.44	1,184,190.10	86.30	92.36%
August 2025	67,386,409.95	79.80	1,306,763.80	51.57	64.62%
September 2025	47,219,581.28	74.00	1,243,836.30	37.96	51.30%
October 2025	37,438,954.77	77.06	928,666.10	40.31	52.32%
November 2025	26,559,693.17	77.08	684,844.40	38.78	50.31%
December 2025	33,825,033.08	82.67	656,051.80	51.56	62.37%
January 2026	31,090,623.76	81.72	684,490.10	45.42	55.58%
February 2026	40,300,820.68	85.39	663,688.90	60.72	71.11%
March 2026	28,012,150.13	68.39	986,978.80	28.38	41.50%
April 2026	28,893,573.44	60.81	1,255,973.00	23.00	37.83%
May 2026	48,233,548.95	69.31	1,277,546.20	37.75	54.47%

Total Revenue	563,735,687.83	
Average MCP	77.44	
Production	12,074,040.30	
Capture PV	46.69	60.29%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture Wind	% of Avg. MCP
June 2025	72,769,662.59	80.74	973,674.60	74.74	92.57%
July 2025	49,096,467.60	93.44	532,800.10	92.15	98.62%
August 2025	116,746,695.67	79.80	1,612,970.20	72.38	90.70%
September 2025	87,535,806.59	74.00	1,361,034.90	64.32	86.91%
October 2025	109,458,843.98	77.06	1,522,476.60	71.90	93.30%
November 2025	119,354,453.16	77.08	1,669,396.80	71.50	92.75%
December 2025	104,542,074.16	82.67	1,381,910.10	75.65	91.51%
January 2026	110,767,059.83	81.72	1,489,143.90	74.38	91.02%
February 2026	114,412,957.38	85.39	1,430,906.90	79.96	93.63%
March 2026	110,318,000.08	68.39	1,795,491.40	61.44	89.84%
April 2026	50,073,872.30	60.81	1,068,186.00	46.88	77.09%
May 2026	75,022,276.45	69.31	1,202,130.20	62.41	90.04%

Total Revenue	1,120,098,169.78	
Average MCP	77.44	
Production	16,040,121.70	
Capture Wind	69.83	90.17%

- +5%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture PV	% of Avg. MCP
June 2025	77,456,097.36	85.14	1,201,010.80	64.49	75.74%
July 2025	104,594,221.61	96.83	1,184,190.10	88.33	91.22%
August 2025	71,602,607.01	83.98	1,306,763.80	54.79	65.24%
September 2025	51,719,003.57	78.10	1,243,836.30	41.58	53.24%
October 2025	39,816,308.26	80.63	928,666.10	42.87	53.17%
November 2025	27,888,468.25	80.65	684,844.40	40.72	50.49%
December 2025	35,384,809.48	86.48	656,051.80	53.94	62.37%
January 2026	32,573,745.15	85.74	684,490.10	47.59	55.50%
February 2026	42,828,068.61	89.45	663,688.90	64.53	72.14%
March 2026	29,403,216.71	71.84	986,978.80	29.79	41.47%
April 2026	30,316,266.86	63.81	1,255,973.00	24.14	37.83%
May 2026	50,698,943.00	72.78	1,277,546.20	39.68	54.53%

Total Revenue	594,281,755.85	
Average MCP	81.20	
Production	12,074,040.30	
Capture PV	49.22	60.62%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture Wind	% of Avg. MCP
June 2025	76,792,481.76	85.14	973,674.60	78.87	92.63%
July 2025	51,041,756.96	96.83	532,800.10	95.80	98.93%
August 2025	122,775,458.41	83.98	1,612,970.20	76.12	90.64%
September 2025	92,284,940.50	78.10	1,361,034.90	67.80	86.82%
October 2025	114,055,032.15	80.63	1,522,476.60	74.91	92.91%
November 2025	124,873,982.77	80.65	1,669,396.80	74.80	92.75%
December 2025	109,598,619.15	86.48	1,381,910.10	79.31	91.71%
January 2026	116,296,729.80	85.74	1,489,143.90	78.10	91.08%
February 2026	119,776,446.23	89.45	1,430,906.90	83.71	93.58%
March 2026	115,876,797.55	71.84	1,795,491.40	64.54	89.84%
April 2026	52,562,295.67	63.81	1,068,186.00	49.21	77.11%
May 2026	78,746,749.70	72.78	1,202,130.20	65.51	90.00%

Total Revenue	1,174,681,290.65	
Average MCP	81.20	
Production	16,040,121.70	
Capture Wind	73.23	90.19%

- **+10%**

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture PV	% of Avg. MCP
June 2025	81,242,943.20	89.35	1,201,010.80	67.65	75.70%
July 2025	109,610,819.07	101.41	1,184,190.10	92.56	91.28%
August 2025	75,564,924.05	87.94	1,306,763.80	57.83	65.75%
September 2025	55,150,781.81	81.93	1,243,836.30	44.34	54.12%
October 2025	40,886,256.61	83.90	928,666.10	44.03	52.47%
November 2025	29,903,488.86	84.71	684,844.40	43.66	51.54%
December 2025	37,400,378.69	90.45	656,051.80	57.01	63.02%
January 2026	34,515,520.33	89.79	684,490.10	50.43	56.16%
February 2026	44,890,020.68	93.73	663,688.90	67.64	72.17%
March 2026	30,623,724.82	75.02	986,978.80	31.03	41.36%
April 2026	31,684,108.17	66.61	1,255,973.00	25.23	37.87%
May 2026	52,951,581.15	76.04	1,277,546.20	41.45	54.51%

Total Revenue	624,424,547.42	
Average MCP	84.98	
Production	12,074,040.30	
Capture PV	51.72	60.86%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture Wind	% of Avg. MCP
June 2025	80,619,866.19	89.35	973,674.60	82.80	92.66%
July 2025	53,467,074.51	101.41	532,800.10	100.35	98.96%
August 2025	129,181,286.55	87.94	1,612,970.20	80.09	91.07%
September 2025	96,882,338.84	81.93	1,361,034.90	71.18	86.88%
October 2025	118,821,150.05	83.90	1,522,476.60	78.04	93.02%
November 2025	130,929,165.97	84.71	1,669,396.80	78.43	92.58%
December 2025	114,627,753.64	90.45	1,381,910.10	82.95	91.70%
January 2026	121,757,744.07	89.79	1,489,143.90	81.76	91.06%
February 2026	125,527,396.90	93.73	1,430,906.90	87.73	93.60%
March 2026	121,274,600.84	75.02	1,795,491.40	67.54	90.03%
April 2026	54,982,262.96	66.61	1,068,186.00	51.47	77.27%
May 2026	82,307,458.35	76.04	1,202,130.20	68.47	90.04%

Total Revenue	1,230,378,098.86	
Average MCP	84.98	
Production	16,040,121.70	
Capture Wind	76.71	90.27%

- **+20%**

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture PV	% of Avg. MCP
June 2025	88,461,712.55	97.21	1,201,010.80	73.66	75.77%
July 2025	119,681,017.62	110.53	1,184,190.10	101.07	91.44%
August 2025	82,974,452.01	95.53	1,306,763.80	63.50	66.47%
September 2025	60,203,852.51	88.71	1,243,836.30	48.40	54.56%
October 2025	46,565,750.51	91.85	928,666.10	50.14	54.59%
November 2025	32,501,312.88	92.27	684,844.40	47.46	51.43%
December 2025	42,134,196.00	99.25	656,051.80	64.22	64.71%
January 2026	39,376,985.13	98.26	684,490.10	57.53	58.55%
February 2026	48,245,876.77	101.73	663,688.90	72.69	71.45%
March 2026	33,779,100.67	81.87	986,978.80	34.22	41.80%
April 2026	34,532,082.35	72.50	1,255,973.00	27.49	37.93%
May 2026	58,004,564.62	82.87	1,277,546.20	45.40	54.79%

Total Revenue	686,460,903.63	
Average MCP	92.61	
Production	12,074,040.30	
Capture PV	56.85	61.39%

Actual Month	Revenue	Average MCP	Production	Capture Wind	% of Avg. MCP
June 2025	87,786,555.68	97.21	973,674.60	90.16	92.75%
July 2025	58,276,683.89	110.53	532,800.10	109.38	98.96%
August 2025	140,653,609.39	95.53	1,612,970.20	87.20	91.28%
September 2025	104,688,293.13	88.71	1,361,034.90	76.92	86.71%
October 2025	129,779,686.95	91.85	1,522,476.60	85.24	92.81%
November 2025	142,831,841.93	92.27	1,669,396.80	85.56	92.73%
December 2025	126,107,127.35	99.25	1,381,910.10	91.26	91.95%
January 2026	132,942,922.85	98.26	1,489,143.90	89.27	90.86%
February 2026	136,609,186.69	101.73	1,430,906.90	95.47	93.84%
March 2026	132,436,238.20	81.87	1,795,491.40	73.76	90.10%
April 2026	59,922,687.63	72.50	1,068,186.00	56.10	77.38%
May 2026	89,733,275.32	82.87	1,202,130.20	74.65	90.07%

Total Revenue	1,341,768,109.01	
Average MCP	92.61	
Production	16,040,121.70	
Capture Wind	83.65	90.32%

Από την ανάλυση λοιπόν των παραπάνω σεναρίων μπορούμε να εξάγουμε και πάλι κάποια βασικά συμπεράσματα όπως:

- Και στις δύο τεχνολογίες ΑΠΕ οι πραγματικές τιμές ως ποσοστό των μέσων τιμών εκκαθάρισης τόσο σε επίπεδο μήνα, όσο και σε επίπεδο έτους παραμένουν σε σταθερά επίπεδα με τις μέγιστες μεταβολές να μην ξεπερνούν το 0.5%
- Στην εκτίμηση της μέσης πραγματικής αξίας τη ηλεκτρικής ενέργειας που παράγεται από φωτοβολταϊκά, παρατηρείται επίσης σε επίπεδο μήνα ότι κατά τους χειμερινούς μήνες, λόγω του ότι η ενσωμάτωσή τους (και η παραγωγή τους) είναι μικρότερη στο σύστημα από ότι τους καλοκαιρινούς, η τιμή αυτή προσεγγίζει περισσότερο, δηλαδή σε αυξημένο ποσοστό την μέση τιμή εκκαθάρισης του συστήματος
- Οι πραγματικές τιμές για την παραγωγή ενέργειας από αιολικές πηγές προσεγγίζουν σε μεγαλύτερο βαθμό την τιμή εκκαθάρισης της αγοράς σε σχέση με τις πραγματικές τιμές των φωτοβολταϊκών γεγονός που οφείλεται κυρίως στην σταθερότητα παραγωγής από αιολική μορφή χωρίς ενδιάμεσες διακοπές
- Ανάλογα με την επένδυση που θα επιλέξει να κάνει ένας εν δυνάμει αγοραστής μπορεί να έχει διαφορετικό περιθώριο κέρδους καθώς θα μπορεί να διαπραγματευτεί με διαφορετική ευχέρεια και εύρος όσο πιο υψηλή είναι η τιμή της πραγματικής αξίας και να μπορέσει να αποκομίσει μεγαλύτερο κέρδος
- Τέλος, μπορεί να γίνει ξεκάθαρο πως λόγω της ορθότητας – στιβαρότητας υπολογισμών του συστήματός μας, μπορεί να έχουμε κάποιες διακυμάνσεις στις μέσες τιμές της πραγματικής αξίας είτε σε επίπεδο μήνα είτε σε ετήσιο επίπεδο όμως τα περιθώρια κέρδους αν υπολογιστούν ως το ποσοστό διαφοράς της τιμής μεταξύ της πραγματικής αξίας και της τιμής εκκαθάρισης του συστήματος διατηρείται σε κάθε μία από τις δύο τεχνολογίες παραγωγής σε σταθερά επίπεδα

5. Μελλοντικές Προοπτικές

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 10: Αποτίμηση Προθεσμιακών Τιμών στην Αγορά Ηλεκτρικής Ενέργειας

Η αποτίμηση τιμών προθεσμιακών τιμών αποτελεί κρίσιμο εργαλείο για φορείς της αγοράς, όπως προμηθευτές, παραγωγοί, και επενδυτές. Η δυσκολία έγκειται στη μεταβλητότητα των τιμών ηλεκτρικής ενέργειας και την ανάγκη πρόβλεψης μελλοντικών τιμών με υψηλή ακρίβεια. Νέες προσεγγίσεις περιλαμβάνουν:

10.1 Συνδυαστικά Μοντέλα (Στατιστικά & Θεμελιώδη)

Στην περίπτωση των συνδυαστικών μοντέλων, η λογική βασίζεται στην ενοποίηση δύο διαφορετικών αλλά συμπληρωματικών πηγών πληροφόρησης: των στατιστικών δεδομένων και των θεμελιωδών παραγόντων της αγοράς. Από τη μία πλευρά, χρησιμοποιούνται χρονοσειρές ιστορικών τιμών, οι οποίες αναλύονται με στατιστικά εργαλεία όπως ARIMA, GARCH ή ακόμη και μεθόδους μηχανικής μάθησης, προκειμένου να αποτυπωθούν οι τάσεις, η εποχικότητα και η μεταβλητότητα. Από την άλλη πλευρά, ενσωματώνονται οι θεμελιώδεις παράμετροι που επηρεάζουν τη διαμόρφωση των τιμών, όπως η ζήτηση, τα κόστη καυσίμων, τα δικαιώματα εκπομπών CO₂, καθώς και οι προβλέψεις για παραγωγή από ΑΠΕ, οι οποίες προκύπτουν συνήθως από καιρικά δεδομένα. Ο συνδυασμός αυτών των δύο διαστάσεων οδηγεί σε πιο σταθερές και ρεαλιστικές καμπύλες προθεσμιακών τιμών, καθώς μειώνει τον κίνδυνο να προκύψουν υπερβολικά ασταθή ή μη ρεαλιστικά αποτελέσματα που συχνά χαρακτηρίζουν καθαρά στατιστικές προσεγγίσεις.

Ένα χαρακτηριστικό παράδειγμα αυτής της κατηγορίας είναι η μελέτη των Fleten και Lemming (2003), οι οποίοι ανέπτυξαν καμπύλες τιμών χρησιμοποιώντας spline fitting πάνω σε παρατηρούμενα δεδομένα futures, καταφέρνοντας να δημιουργήσουν ομαλές και αξιόπιστες προβολές που ενσωματώνουν εποχικότητα και δυναμική της αγοράς.

Η αξία αυτής της προσέγγισης έγκειται ακριβώς στην ισορροπία που επιτυγχάνει μεταξύ στατιστικής ακρίβειας και δυνατότητας οικονομικής ερμηνείας, αν και η εφαρμογή της απαιτεί πλούσια και αξιόπιστα δεδομένα από πολλαπλές πηγές, γεγονός που αυξάνει τη μεθοδολογική της πολυπλοκότητα.

10.2 Μοντέλα Ισορροπίας Αγοράς (Market Equilibrium)

Τα μοντέλα ισορροπίας αγοράς εστιάζουν στη συμπεριφορά και τις στρατηγικές επιλογές των ίδιων των συμμετεχόντων στην αγορά ηλεκτρικής ενέργειας. Η βασική τους φιλοσοφία είναι ότι οι τιμές προκύπτουν μέσα από την αλληλεπίδραση προσφοράς και ζήτησης, καθώς κάθε παίκτης – είτε πρόκειται για παραγωγό, είτε για προμηθευτή, είτε για έμπορο – βελτιστοποιεί το δικό του κέρδος ή κόστος υπό τους περιορισμούς που αντιμετωπίζει. Οι αποφάσεις όλων συγκλίνουν σε μια ισορροπία, η οποία μπορεί να λάβει τη μορφή ισορροπίας τύπου Nash, όπου καμία πλευρά δεν έχει κίνητρο να αλλάξει στρατηγική αν δεν το κάνουν οι υπόλοιποι. Τα στοιχεία που λαμβάνονται υπόψη σε τέτοια μοντέλα είναι οι καμπύλες προσφοράς και ζήτησης, τα κόστη παραγωγής των μονάδων ανάλογα με το μίγμα καυσίμων και τις τιμές διοξειδίου του άνθρακα, οι περιορισμοί του δικτύου και οι δυνατότητες διασύνδεσης, καθώς και η

στρατηγική συμπεριφορά μεγάλων παικτών που δύνανται να επηρεάσουν τις τιμές με τις προσφορές τους. Τα μοντέλα αυτά μπορούν να έχουν είτε τη μορφή μερικής ισορροπίας, εστιάζοντας αποκλειστικά στην αγορά ηλεκτρισμού, είτε γενικής ισορροπίας, όταν εξετάζουν παράλληλα και τις αλληλεπιδράσεις με άλλες αγορές, όπως καυσίμων ή δικαιωμάτων εκπομπών.

Η ιδιαίτερη αξία τους έγκειται στη διαφάνεια που προσφέρουν: αποκαλύπτουν όχι μόνο ποια θα είναι τα επίπεδα των τιμών, αλλά και τους μηχανισμούς που οδήγησαν σε αυτά, γεγονός που τα καθιστά εξαιρετικά χρήσιμα για τη λήψη στρατηγικών αποφάσεων, όπως επενδύσεις σε νέες μονάδες, συμμετοχή σε μακροχρόνια συμβόλαια ή σχεδιασμό πολιτικής.

Ωστόσο, η αξιοπιστία των αποτελεσμάτων τους εξαρτάται σε μεγάλο βαθμό από τις παραδοχές που γίνονται σχετικά με τη συμπεριφορά των συμμετεχόντων και τις παραμέτρους κόστους, γεγονός που μπορεί να τα καταστήσει ευάλωτα σε σφάλματα μοντελοποίησης.

10.3 Τεχνητή Νοημοσύνη

Η Τεχνητή Νοημοσύνη ορίζεται ως ο κλάδος της επιστήμης των υπολογιστών που ασχολείται με την ανάπτυξη συστημάτων και αλγορίθμων ικανών να εκτελούν καθήκοντα τα οποία, υπό φυσιολογικές συνθήκες, απαιτούν ανθρώπινη νοημοσύνη. Τέτοια καθήκοντα περιλαμβάνουν την αντίληψη, την κατανόηση της φυσικής γλώσσας, τη μάθηση από δεδομένα, τη λήψη αποφάσεων και την επίλυση προβλημάτων. Η Τεχνητή Νοημοσύνη δεν περιορίζεται μόνο στην αυτοματοποίηση διαδικασιών, αλλά στοχεύει στη δημιουργία «έξυπνων» συστημάτων που μπορούν να προσαρμόζονται, να βελτιώνονται με την εμπειρία και να λειτουργούν σε πολύπλοκα περιβάλλοντα με ένα βαθμό αυτονομίας.

Η Τεχνητή Νοημοσύνη επιτρέπει μοντέλα βαθιάς μάθησης που ανιχνεύουν μη γραμμικά μοτίβα στις τιμές, ιδιαίτερα σε συνθήκες αβεβαιότητας ή σε συνδυασμό με μεγάλα σύνολα δεδομένων (Big Data). Τεχνικές όπως recurrent νευρωνικά δίκτυα (RNNs) χρησιμοποιούνται για προβλέψεις σε forward markets.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 11: Βελτιστοποίηση Μοντέλου Ένταξης Μονάδων Παραγωγής

Ο προγραμματισμός μονάδων παραγωγής αφορά την απόφαση για το ποιες μονάδες τίθενται σε λειτουργία, πότε, και με ποιο φορτίο. Οι νέες τεχνολογίες εστιάζουν στην αβεβαιότητα, τη βιωσιμότητα και τη συμμετοχή των ΑΠΕ. Συγκεκριμένα, παρακάτω παρουσιάζονται ορισμένοι από τους τρόπους με τους οποίους θα μπορούσε να βελτιωθεί το παραπάνω μοντέλο ένταξης μονάδων είτε στην ποιότητα δεδομένων είτε στον συνυπολογισμό επιπλέον παραγόντων.

11.1 Μοντελοποίηση Αγοράς Εξισορρόπησης και Εφεδρειών

Η μοντελοποίηση της αγοράς εξισορρόπησης αποτελεί κρίσιμο εργαλείο για τον υπολογισμό του κόστους που προκύπτει από τη συμμετοχή μιας μονάδας ΑΠΕ στη λειτουργία του συστήματος. Σε αντίθεση με την προημερήσια ή την ενδοημερήσια αγορά, όπου οι προσφορές βασίζονται σε προβλέψεις, η αγορά εξισορρόπησης λειτουργεί σε πραγματικό χρόνο για να αντιμετωπίζει τις αποκλίσεις ανάμεσα στην προγραμματισμένη και την πραγματική παραγωγή ή ζήτηση. Για τις μονάδες ΑΠΕ, οι οποίες χαρακτηρίζονται από υψηλή στοχαστικότητα και περιορισμένη δυνατότητα πρόβλεψης, η συμμετοχή στην εξισορρόπηση είναι αναπόφευκτη και συνδέεται με πρόσθετες χρεώσεις.

Η πιο ολοκληρωμένη προσέγγιση περιλαμβάνει τον συνδυασμό της αγοράς εξισορρόπησης με την αγορά εφεδρειών. Στην πράξη, ο Διαχειριστής δεν ενεργοποιεί απλώς μηχανισμούς εξισορρόπησης, αλλά χρησιμοποιεί επικουρικές υπηρεσίες εφεδρείας, ανοδικής ή καθοδικής, που έχουν δηλωθεί εκ των προτέρων στην αγορά επόμενης ημέρας. Με αυτόν τον τρόπο, οι αποκλίσεις των ΑΠΕ δεν αντιμετωπίζονται αποσπασματικά, αλλά μέσω ενός ενιαίου πλαισίου που συνδέει το αρχικό πρόγραμμα με την πραγματική λειτουργία. Η ενεργοποίηση εφεδρειών οδηγεί σε προσαρμογές που αποτυπώνονται σε κόστος για τη μονάδα: όταν η παραγωγή είναι μικρότερη από την προγραμματισμένη, η κάλυψη γίνεται μέσω ανοδικής εφεδρείας άλλων μονάδων, ενώ σε περίπτωση υπερπαραγωγής ενεργοποιείται καθοδική εφεδρεία ή εφαρμόζονται χρεώσεις για τη μείωση της περίσσειας ενέργειας.

Η ενσωμάτωση τόσο του κόστους εξισορρόπησης όσο και του κόστους εφεδρειών σε ένα ενιαίο μοντέλο πρόβλεψης τιμής προσφέρει μια πιο ρεαλιστική εικόνα της οικονομικής απόδοσης μιας μονάδας ΑΠΕ. Παράλληλα, καθιστά εμφανή την αξία λύσεων όπως η αποθήκευση ενέργειας, η διαχείριση ζήτησης ή η σύναψη συμβολαίων εξισορρόπησης, που μπορούν να μειώσουν την έκθεση του παραγωγού σε ακραίες διακυμάνσεις. Με αυτόν τον τρόπο, το μοντέλο δεν περιορίζεται στην αποτίμηση του κόστους συμμετοχής στην αγορά εξισορρόπησης, αλλά εξελίσσεται σε εργαλείο στρατηγικού σχεδιασμού, υποστηρίζοντας την αποδοτική και ασφαλή ένταξη των ΑΠΕ σε ανταγωνιστικές αγορές ηλεκτρικής ενέργειας.

11.2 Ενσωμάτωση Νέων Τεχνολογιών: ΑΠΕ & Ηλεκτρικά Οχήματα

Η ενσωμάτωση νέων τεχνολογιών, όπως οι Ανανεώσιμες Πηγές Ενέργειας (ΑΠΕ) και τα Ηλεκτρικά Οχήματα (EVs), έχει αλλάξει ριζικά τον τρόπο με τον οποίο διαμορφώνονται τα μοντέλα ένταξης μονάδων παραγωγής. Στα σύγχρονα

οχήματα, η παραγωγή από φωτοβολταϊκά και αιολικά συστήματα αποτελεί κρίσιμο στοιχείο, το οποίο όμως χαρακτηρίζεται από στοχαστικότητα και υψηλή μεταβλητότητα. Αυτό δημιουργεί την ανάγκη για νέα μαθηματικά μοντέλα που μπορούν να απορροφήσουν την αβεβαιότητα και να εξισορροπήσουν σε πραγματικό χρόνο την προσφορά με τη ζήτηση.

Παράλληλα, τα ηλεκτρικά οχήματα εισάγουν μια διπλή διάσταση: αφενός, αυξάνουν τη ζήτηση μέσω της φόρτισης, αφετέρου μπορούν να λειτουργήσουν ως κατανεμημένα συστήματα αποθήκευσης μέσω της τεχνολογίας Vehicle-to-Grid (V2G), επιτρέποντας την εκφόρτιση ενέργειας πίσω στο δίκτυο. Αυτό προσφέρει νέες δυνατότητες για βελτίωση της ευελιξίας, καθώς ο στόλος των ηλεκτρικών οχημάτων μπορεί να αξιοποιηθεί είτε για την κάλυψη αιχμών φορτίου είτε για την απορρόφηση πλεονάζουσας παραγωγής ΑΠΕ.

Η ένταξη αυτών των τεχνολογιών στο πρόβλημα UC οδηγεί σε πιο σύνθετες διατυπώσεις, όπου ο διαχειριστής καλείται να συντονίσει θερμικές μονάδες, ΑΠΕ και αποθήκευση σε μια ενιαία διαδικασία βελτιστοποίησης. Τα πλεονεκτήματα είναι πολλαπλά: αφενός μειώνεται το συνολικό κόστος παραγωγής, αφού περιορίζεται η ανάγκη για ακριβές εφεδρείες, αφετέρου ενισχύεται η αξιοπιστία και η βιωσιμότητα του συστήματος. Επιπλέον, η συμμετοχή των EVs συμβάλλει στην εξομάλυνση της καμπύλης φορτίου και ενισχύει την απορρόφηση καθαρής ενέργειας, υποστηρίζοντας τη μετάβαση σε ένα πιο πράσινο ενεργειακό μείγμα.

Έτσι, τα μοντέλα ένταξης που λαμβάνουν υπόψη τις ΑΠΕ και τα EVs δεν περιορίζονται απλώς σε έναν οικονομικά αποδοτικό προγραμματισμό, αλλά αποτελούν βασικό εργαλείο για την επίτευξη της ευελιξίας και της ενεργειακής μετάβασης, διασφαλίζοντας ότι το ηλεκτρικό σύστημα μπορεί να ανταποκριθεί στις απαιτήσεις του μέλλοντος με τρόπο αξιόπιστο και βιώσιμο.

ΚΕΦΑΛΑΙΟ 12: Αποτίμηση Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος (PPAs) για ΑΠΕ

Τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος αποτελούν βασικό εργαλείο χρηματοδότησης έργων ΑΠΕ και σταθεροποίησης εσόδων για προμηθευτές. Η αποτίμησή τους εξελίσσεται καθώς αλλάζουν τα ρίσκα και οι προτιμήσεις των επενδυτών και καταναλωτών.

12.1 Ανάλυση Κινδύνου & Απόδοσης

Η ανάλυση κινδύνου και απόδοσης αποτελεί το επόμενο βήμα, εστιάζοντας στον τρόπο με τον οποίο η αβεβαιότητα της αγοράς επηρεάζει τα έσοδα από τα Ενεργειακά Συμβόλαια Ισχύος. Για τον σκοπό αυτό χρησιμοποιούνται στοχαστικά μοντέλα, τα οποία επιτρέπουν την ποσοτικοποίηση της επίδρασης των διακυμάνσεων στις τιμές. Μέθοδοι όπως οι Monte Carlo προσομοιώσεις δίνουν τη δυνατότητα δημιουργίας μεγάλου αριθμού σεναρίων τιμών, επιτρέποντας τον υπολογισμό πιθανοτήτων εμφάνισης συγκεκριμένων αποτελεσμάτων. Επιπλέον, δείκτες όπως το Value at Risk (VaR) και το Conditional Value at Risk (CVaR) αξιοποιούνται για να εκτιμηθεί όχι μόνο το πιθανό μέγιστο μέγεθος ζημίας, αλλά και η αναμενόμενη ζημία σε δυσμενή σενάρια. Έτσι, οι συμμετέχοντες αποκτούν ένα πιο ολοκληρωμένο πλαίσιο για τον κίνδυνο που αναλαμβάνουν και την πιθανή απόδοση των συμβολαίων τους.

12.2 Στρατηγικές Διαφοροποίησης

Τέλος, οι στρατηγικές διαφοροποίησης αποτελούν βασικό εργαλείο διαχείρισης κινδύνου, ιδιαίτερα για μεγάλους αγοραστές ενέργειας, όπως οι εταιρείες τεχνολογίας. Η διαφοροποίηση επιτυγχάνεται μέσω της σύναψης Ενεργειακών Συμβολαίων Ισχύος με διαφορετικές τεχνολογίες παραγωγής, όπως αιολικά και φωτοβολταϊκά, και σε διαφορετικές γεωγραφικές περιοχές. Με τον τρόπο αυτό περιορίζεται η έκθεση σε κινδύνους που συνδέονται με την εποχικότητα, τη διαθεσιμότητα πόρων ή τις τοπικές διακυμάνσεις τιμών. Παράλληλα, εξασφαλίζεται η μακροπρόθεσμη βιωσιμότητα του ενεργειακού χαρτοφυλακίου, καθώς η διαφοροποίηση λειτουργεί ως μηχανισμός σταθεροποίησης τόσο του κόστους όσο και της προμήθειας ενέργειας.

6. Βιβλιογραφία

- [1] K. J. Adams and D. R. van Deventer, "Fitting yield curves and forward rates with maximum smoothness," *Journal of Fixed Income*, vol. 4, pp. 52–62, 1994.
- [2] P. Bjerksund, H. Rasmussen, and G. Stensland, *Valuation and risk management in the Norwegian electricity market*, Discussion Paper 20/2000, Norwegian School of Economics and Business Administration, 2000.
- [3] F. Black, "The pricing of commodity contracts," *Journal of Financial Economics*, vol. 3, pp. 167–179, 1976.
- [4] R. R. Bliss, "Testing term structure estimation methods," *Advances in Futures and Options Research*, vol. 9, pp. 197–231, 1997.
- [5] O. J. Botnen, A. Johannesen, A. Haugstad, S. Kroken, and O. Froystein, "Modelling of hydropower scheduling in a national/international context," in *Proceedings of the Second International Conference on Hydropower (Hydropower '92)*, E. Broch and D. Lysne, Eds. Rotterdam: Balkema, 1992, pp. 575–584.
- [6] L. Clewlow and C. Strickland, *Valuing energy options in a one factor model fitted to forward prices*, Working Paper, School of Finance and Economics, Technical University of Sydney, 1999.
- [7] A. Haugstad and O. Rismark, "Price forecasting in an open electricity market based on system simulation," in *Proceedings from EPSOM '98*, Zurich, Switzerland, 1998.
- [8] D. Heath, R. Jarrow, and A. Morton, "Bond pricing and the term structure of interest rates," *Econometrica*, vol. 60, pp. 77–106, 1992.
- [9] J. J. Lucia and E. S. Schwartz, "Electricity prices and power derivatives: Evidence from the Nordic power exchange," *Review of Derivatives Research*, vol. 5, no. 1, pp. 5–50, 2002.
- [10] Nord Pool, "Press Release 04/2001: Greater liquidity on the Nordic Power Exchange," Available: <http://www.nordpool.com/information/index.html>, 2001.
- [11] E. S. Schwartz, "The stochastic behavior of commodity prices: Implications for valuation and hedging," *Journal of Finance*, vol. 52, no. 3, pp. 923–973, 1997.
- [12] S. S. H. Rizvi, et al., "A review on peak shaving techniques for smart grids," 2023.
- [13] Xia, et al., "Energy demand and peak-shaving dispatch strategies via pumped hydro storage," 2024.
- [14] Zhao, et al., "Peak shaving and short-term economic operation of hydro-wind-PV hybrid system," *ScienceDirect*, 2023.
- [15] *Energy Storage Peak Shaving Feasibility: Case Studies in Upstate New York*, 2021.
- [16] D. Bunn, "Forecasting loads and prices in competitive power markets," *Proceedings of the IEEE*, vol. 88, pp. 163–169, 2000.
- [17] J. Bastian, J. Zhu, V. Banunarayanan, and R. Mukerji, "Forecasting energy prices in a competitive market," *IEEE Computer Applications in Power*, vol. 12, pp. 40–45, 1999.

- [18] J. Contreras, R. Espinola, F. J. Nogales, and A. J. Conejo, "Forecasting electricity prices for a day-ahead pool-based electric energy market," *International Journal of Forecasting*, vol. 21, pp. 435–462, 2005.
- [19] L. A. F. M. Ferreira, T. Andersson, C. F. Imparato, T. E. Miller, C. K. Pang, A. Svoboda, and A. F. Vojdani, "Short-term resource scheduling in multi-area hydrothermal power systems," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, vol. 11, pp. 200–212, 1989.
- [20] J. P. D. S. Catalao, S. J. P. S. Mariano, V. M. F. Mendes, and L. A. F. M. Ferreira, "Parameterisation effect on the behaviour of a head-dependent hydro chain using a nonlinear model," *Electric Power Systems Research*, vol. 76, pp. 404–412, 2006.
- [21] V. M. F. Mendes, S. J. P. S. Mariano, J. P. S. Catalão, and L. A. F. M. Ferreira, "Emission constraints on short-term schedule of thermal units," in *Proceedings of the 39th International Universities Power Engineering Conference*, Bristol, UK, Sept. 6–8, 2004, pp. 1068–1072.
- [22] O. B. Fosso, A. Gjelsvik, A. Haugstad, B. Mo, and I. Wangensteen, "Generation scheduling in a deregulated system: The Norwegian case," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 14, pp. 75–80, 1999.
- [23] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley-IEEE Press, Piscataway, NJ, USA, 2002.
- [24] H. Chao and H. Hillard, *Designing Competitive Electricity Markets*, Springer, Boston, MA, USA, 1998.
- [25] F. Mousavi, M. Nazari-Heris, B. Mohammadi-Ivatloo, and S. Asadi, "Energy market fundamentals and overview," in *Energy Storage in Energy Markets*, Academic Press, Cambridge, MA, USA, 2021, pp. 1–21.
- [26] R. Huisman, C. Huurman, and R. Mahieu, "Hourly electricity prices in day-ahead markets," *Energy Economics*, vol. 29, pp. 240–248, 2007.
- [27] B. Uniejewski, J. Nowotarski, and R. Weron, "Automated variable selection and shrinkage for day-ahead electricity price forecasting," *Energies*, vol. 9, p. 621, 2016.
- [28] F. Ziel and R. Weron, "Day-ahead electricity price forecasting with high-dimensional structures: Univariate vs. multivariate modeling frameworks," *Energy Economics*, vol. 70, pp. 396–420, 2018.
- [29] B. Uniejewski and R. Weron, "Efficient forecasting of electricity spot prices with expert and lasso models," *Energies*, vol. 11, p. 2039, 2018.
- [30] J. Lago, F. De Ridder, and B. De Schutter, "Forecasting spot electricity prices: Deep learning approaches and empirical comparison of traditional algorithms," *Applied Energy*, vol. 221, pp. 386–405, 2018.
- [31] F. Ziel, R. Steinert, and S. Husmann, "Forecasting day-ahead electricity spot prices: The impact of the EXAA to other European electricity markets," *Energy Economics*, vol. 51, pp. 430–444, 2015.
- [32] F. Ziel, "Forecasting electricity spot prices using lasso: On capturing the autoregressive intraday structure," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 31, pp. 4977–4987, 2016.
- [33] H. Jahangir, H. Tayarani, S. Baghali, A. Ahmadian, A. Elkamel, M. A. Golkar, and M. Castilla, "A novel electricity price forecasting approach based on dimension reduction strategy and rough artificial neural networks," *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, vol. 16, pp. 2369–2381, 2020.

- [34] K. Hubicka, G. Marcjasz, and R. Weron, "A note on averaging day-ahead electricity price forecasts across calibration windows," *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 10, pp. 321–323, 2019.
- [35] S. Itaba and H. Mori, "A fuzzy-preconditioned GRBFN model for electricity price forecasting," *Procedia Computer Science*, vol. 114, pp. 441–448, 2017.
- [36] B. Gobu, S. Jaikumar, N. Arulmozhi, and P. Kanimozhi, "Two-stage machine learning framework for simultaneous forecasting of price-load in the smart grid," in *Proceedings of the 2018 IEEE International Conference on Machine Learning and Applications*, Orlando, FL, USA, Dec. 17–20, 2018, pp. 1081–1086.
- [37] J. Olamaee, M. Mohammadi, A. Noruzi, and S. Hosseini, "Day-ahead price forecasting based on hybrid prediction model," *Complexity*, vol. 21, pp. 156–164, 2016.
- [38] S. Bordignon, D. Bunn, F. Lisi, and F. Nan, "Combining day-ahead forecasts for British electricity prices," *Energy Economics*, vol. 35, pp. 88–103, 2013.
- [39] K. Maciejowska, "Fundamental and speculative shocks: What drives electricity prices?" in *Proceedings of the 11th International Conference on the European Energy Market (EEM14)*, Krakow, Poland, May 28–30, 2014.
- [40] J. Nowotarski and R. Weron, "Computing electricity spot price prediction intervals using quantile regression and forecast averaging," *Computational Statistics*, vol. 30, pp. 791–803, 2015.
- [41] E. Raviv, K. Bouwman, and D. van Dijk, "Forecasting day-ahead electricity prices: Utilizing hourly prices," *Tinbergen Institute Discussion Paper*, vol. 30, pp. 1030–1081, 2013.
- [42] D. S. Kirschen and G. Strbac, *Fundamentals of Power System Economics*, 2nd ed. Wiley, 2018.
- [43] S. Stoft, *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, IEEE Press, 2002.
- [44] A. J. Conejo, M. Carrion, and J. M. Morales, *Decision Making Under Uncertainty in Electricity Markets*, Springer, 2010.
- [45] D. Bertsimas and J. N. Tsitsiklis, *Introduction to Linear Optimization*, Athena Scientific, 1997.
- [46] L. A. Wolsey, *Integer Programming*, Wiley-Interscience, 1998.
- [47] R. A. Jabr, "Robust transmission network expansion planning with uncertain renewable generation and loads," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 28, no. 4, pp. 4558–4567, 2013.
- [48] J. M. Morales, A. J. Conejo, H. Madsen, P. Pinson, and M. Zugno, *Integrating Renewables in Electricity Markets: Operational Problems*, Springer, 2014.
- [49] Ε. Χριστοδουλίδης, *Μοντελοποίηση και Βελτιστοποίηση Συστημάτων Ηλεκτρικής Ενέργειας*, Πανεπιστημιακές Σημειώσεις ΕΜΠ, 2017.
- [50] H. Geman, *Commodities and Commodity Derivatives: Modeling and Pricing for Agriculturals, Metals and Energy*, Wiley, 2005.
- [51] L. James and Y. Veld-Merkoulova, "Electricity forward markets: Theory and practice," *Energy Economics*, vol. 80, pp. 547–560, 2019.
- [52] C. Harris, *Electricity Markets: Pricing, Structures and Economics*, Wiley, 2006.
- [53] R. Weron, "Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art," *International Journal of Forecasting*, vol. 30, no. 4, pp. 1030–1081, 2014.

- [54] A. Eydeland and K. Wolyniec, *Energy and Power Risk Management: New Developments in Modeling, Pricing, and Hedging*, Wiley, 2003.
- [55] Á. Lorca and X. Sun, "Multistage adaptive robust optimization for the unit commitment problem," [unpublished].
- [56] Á. Lorca and X. Sun, "Multistage robust unit commitment with dynamic uncertainty sets and energy storage," [unpublished].
- [57] Y. Lan, Q. Zhai, et al., "Robust approximate dynamic programming for large-scale unit commitment with energy storages," [unpublished].
- [58] P. de Mars and A. O'Sullivan, "Applying reinforcement learning and tree search to the unit commitment problem," [unpublished].
- [59] G. Huang, T. Mao, B. Zhang, et al., "An intelligent algorithm for solving unit commitments based on deep reinforcement learning," [unpublished].
- [60] "Reinforcement learning for efficient power systems planning: A review of operational and expansion strategies," [unpublished].
- [61] P. G. Dhawale, V. K. Kamboj, and P. Anand, "Integrating renewable energy and plug-in electric vehicles into security constrained unit commitment for hybrid power systems," [unpublished].
- [62] D. Madzharov, E. Delarue, and W. D'haeseleer, "Integrating electric vehicles as flexible load in unit commitment modeling," *Energy*, 2014.
- [63] D. Dhawale, "An optimal solution to unit commitment problem of realistic integrated power system involving wind and electric vehicles," [unpublished].
- [64] F. Kühnlenz, P. H. J. Nardelli, S. Karhinen, and R. Svento, "Implementing flexible demand: Real-time price vs. market integration," [unpublished].
- [65] F. Ioannidis, T. Georgitsioti, K. Kosmidou, and C. Zopounidis, "A simulation model for imbalance costs of renewable energy aggregators: The case of Greek balancing market," *Energy Economics*, vol. 142, 2025.
- [66] R. Qorbanian, W. Löhndorf, and W. Wozabal, "Valuation of power purchase agreements for corporate renewable energy procurement," [unpublished].
- [67] A. Kovács, "Inverse optimization approach to the identification of consumer decision models," [unpublished].
- [68] J. Pombo-Romero, et al., "Assessing the value and risk of renewable PPAs," [unpublished].
- [69] L. C. da Costa Jr., et al., "Reliability-constrained power system expansion planning: A stochastic risk-averse optimization approach," [unpublished].
- [70] M. A. Cavaliere, S. Granville, G. C. Oliveira, and M. V. F. Pereira, "A forward electricity contract price projection: A market equilibrium approach," [unpublished].
- [71] T. Deschatre, "A survey of electricity spot and futures price models for risk management," 2021.
- [72] C. Ochoa, Á. Porras, and E. Sauma, "RES.Trade: An open-access simulator to assess the impact of different designs on balancing electricity markets," *Energies*, vol. 17, no. 24, p. 6212, 2024.
- [73] M. A. Gonzalez-Salazar, T. Kirsten, and L. Prchlik, "The role of electricity balancing and storage," *Sustainability*, vol. 12, no. 3, p. 811, 2020.